



**Departamento de Ingeniería Eléctrica**

**Director:** ALFREDO CONESA TEJERINA

## **Proyecto Fin de Carrera**



**PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN DE UN POLÍGONO  
RESIDENCIAL**

# **ÍNDICE GENERAL**

**ZAIRA ROBLES FRUTOS**

**SEPTIEMBRE 2013**

## **1.- MEMORIA.**

1. Objeto del proyecto.
2. Titulares de la instalación; al inicio y al final.
3. Usuario de la instalación.
4. Emplazamiento de la instalación.
5. Descripción genérica de las instalaciones, uso y potencia.
6. Legislación y normativa aplicable.
7. Plazo de ejecución de las instalaciones.
8. Descripción de las instalaciones.
  - 8.1. Trazado BT.
    - 8.1.1. Longitud.
    - 8.1.2. Inicio y final de línea.
    - 8.1.3. Cruzamientos, paralelismos, etc.
    - 8.1.4. Relación de propietarios afectados con dirección y D.N.I.
  - 8.2. Puesta a tierra.
  - 8.3. Trazado MT
    - 8.3.1. Puntos de entronque y final de línea.
    - 8.3.2. Longitud.
    - 8.3.3. Términos municipales afectados.
    - 8.3.4. Relación de cruzamientos, paralelismos, etc.
    - 8.3.5. Relación de propietarios afectados, con dirección y D.N.I.
  - 8.4. Materiales:
    - 8.4.1. Conductores y aislamientos.
    - 8.4.2. Accesorios.
    - 8.4.3. Protecciones eléctricas de principio y fin de línea.
  - 8.5. Zanjas, sistemas de enterramiento y medidas de señalización.
  - 8.6. Puesta a tierra.
  - 8.7. Local del CT.
    - 8.7.1. Características de los materiales.
    - 8.7.2. Cimentación.
    - 8.7.3. Solera y pavimento.
    - 8.7.4. Cerramientos exteriores.
    - 8.7.5. Tabiquería interior.
    - 8.7.6. Cubiertas.
    - 8.7.7. Forjados y cubiertas.
    - 8.7.8. Enlucidos y Pinturas.
    - 8.7.9. Varios.
  - 8.8. Instalación eléctrica.
    - 8.8.1. Características de la red de alimentación.
    - 8.8.2. Características de la aparamenta de alta tensión.
      - 8.8.2.1. Celda de entrada y salida.
      - 8.8.2.2. Celda de protección.
      - 8.8.2.3. Celda de medida.
      - 8.8.2.4. Celda del transformador.
    - 8.8.3. Características del material vario de alta tensión.
      - 8.8.3.1. Embarrado general.
      - 8.8.3.2. Piezas de conexión.
      - 8.8.3.3. Aisladores de apoyo.
      - 8.8.3.4. Aisladores de paso.

- 8.9. Medida de la energía eléctrica.
- 8.10. Puesta a tierra.
  - 8.10.1. Tierra de protección.
  - 8.10.2. Tierra de servicio.
- 8.11. Cuadro general de B.T. Justificación y diseño.
- 8.12. Instalaciones secundarias.
  - 8.12.1. Alumbrado.
  - 8.12.2. Baterías de condensadores (en su caso).
  - 8.12.3. Protección contra incendios.
  - 8.12.4. Ventilación.
  - 8.12.5. Medidas de seguridad.
- 9. Descripción de obra civil.

## **2.- CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.**

### **1. Red de Baja Tensión.**

#### **1.1. Centro de transformación 1.**

##### **1.1.1 Anillo 1.**

1.1.1.1. Previsión de potencia.

1.1.1.2. Intensidad.

1.1.1.3. Caídas de tensión.

##### **1.1.2 Anillo 2.**

1.1.2.1. Previsión de potencia.

1.1.2.2. Intensidad.

1.1.2.3. Caídas de tensión.

#### **1.2. Centro de transformación 2.**

##### **1.2.1 Anillo 3.**

1.2.1.1. Previsión de potencia.

1.2.1.2. Intensidad.

1.2.1.3. Caídas de tensión.

##### **1.2.2 Anillo 4.**

1.2.2.1. Previsión de potencia.

1.2.2.2. Intensidad.

1.2.2.3. Caídas de tensión.

#### **1.3. Centro de transformación 3.**

##### **1.3.1 Anillo 5.**

1.3.1.1. Previsión de potencia.

1.3.1.2. Intensidad.

1.3.1.3. Caídas de tensión.

##### **1.3.2 Anillo 6.**

1.3.2.1. Previsión de potencia.

1.3.2.2. Intensidad.

1.3.2.3. Caídas de tensión.

#### **1.4. Centro de transformación 4.**

##### **1.4.1 Anillo 7.**

1.4.1.1. Previsión de potencia.

1.4.1.2. Intensidad.

1.4.1.3. Caídas de tensión.

##### **1.4.2 Anillo 8.**

1.4.2.1. Previsión de potencia.

1.4.2.2. Intensidad.

1.4.2.3. Caídas de tensión.

#### **1.5. Centro de Reparto.**

##### **1.5.1 Anillo 9.**

1.5.1.1. Previsión de potencia.

1.5.1.2. Intensidad.

1.5.1.3. Caídas de tensión.

##### **1.5.2 Anillo 10.**

1.5.2.1. Previsión de potencia.

1.5.2.2. Intensidad.

1.5.2.3. Caídas de tensión.



## 2. Red de Media Tensión.

### 2.1 Línea Subterránea de MT Acometida-Centro de Reparto.

#### 2.1.1 Criterio para la determinación de la sección.

2.1.1.1 Criterio de la sección por intensidad máxima admisible.

2.1.1.2 Criterio de caída de tensión.

2.1.1.3 Criterio de intensidad máxima admisible en cortocircuito en los conductores.

2.1.1.4 Otras características eléctricas.

2.1.1.4.1 Capacidad de transporte de la línea.

2.1.1.4.2 Potencia máxima de transporte.

2.1.1.4.3 Intensidad de cortocircuito admisible en las pantallas.

2.1.2 Tabla resultado de cálculos.

2.1.3 Análisis de las tensiones transferibles al exterior por tuberías, raíles, vallas, conductores de neutro, blindaje de cables, circuitos de señalización y de los puntos especialmente peligrosos y estudio de las formas de eliminación o reducción.

### 2.2 Línea Subterránea de MT -Centro de Reparto.

#### 2.2.1 Criterio para la determinación de la sección.

2.2.1.1 Criterio de la sección por intensidad máxima admisible.

2.2.1.2 Criterio de caída de tensión.

2.2.1.3 Criterio de intensidad máxima admisible en cortocircuito en los conductores.

2.2.1.4 Otras características eléctricas.

2.2.1.4.1 Capacidad de transporte de la línea.

2.2.1.4.2 Potencia máxima de transporte.

2.2.1.4.3 Intensidad de cortocircuito admisible en las pantallas.

2.2.2 Tabla resultado de cálculos.

2.2.3 Análisis de las tensiones transferibles al exterior por tuberías, raíles, vallas, conductores de neutro, blindaje de cables, circuitos de señalización y de los puntos especialmente peligrosos y estudio de las formas de eliminación o reducción.

### 2.3 Cálculo del anillo de Media Tensión..

#### 2.3.1 Criterio para la determinación de la sección.

2.3.1.1 Criterio de la sección por intensidad máxima admisible.

2.3.1.2 Criterio de caída de tensión.

2.3.1.3 Criterio de intensidad máxima admisible en cortocircuito en los conductores.

2.3.1.4 Otras características eléctricas.

2.3.1.4.1 Capacidad de transporte de la línea.

2.3.1.4.2 Potencia de transporte por tramos.

2.3.1.4.3. Potencia de transporte total.

2.3.1.4.4 Intensidad de cortocircuito admisible en las pantallas.

### 2.3.2 Tabla resultado de cálculos.

## 3. Centros de Transformación

### 3.1. Centro de Transformación PFU-5/20 (CR)

- 3.1.1 Intensidad de Media Tensión
- 3.1.2 Intensidad de Baja Tensión
- 3.1.3 Cortocircuitos
  - 3.1.3.1 Observaciones
  - 3.1.3.2 Cálculo de las intensidades de cortocircuito
  - 3.1.3.3 Cortocircuito en el lado de Media Tensión
  - 3.1.3.4 Cortocircuito en el lado de Baja Tensión
- 3.1.4 Selección de fusibles de media y baja tensión
- 3.1.5 Dimensionado del embarrado
  - 3.1.5.1 Comprobación por densidad de corriente
  - 3.1.5.2 Comprobación por solicitación electrodinámica
  - 3.1.5.3 Comprobación por solicitación térmica
- 3.1.6 Protección contra sobrecargas y cortocircuitos
- 3.1.7 Dimensionado de los puentes de MT
- 3.1.8 Dimensionado de la ventilación del Centro de Transformación.
- 3.1.9 Dimensionado del pozo apagafuegos
- 3.1.10 Cálculo de las instalaciones de puesta a tierra
  - 3.1.10.1 Investigación de las características del suelo
  - 3.1.10.2 Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo correspondiente a la eliminación del defecto
  - 3.1.10.3 Diseño preliminar de la instalación de tierra
  - 3.1.10.4 Cálculo de la resistencia del sistema de tierra
  - 3.1.10.5 Cálculo de las tensiones de paso en el interior de la instalación
  - 3.1.10.6 Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación
  - 3.1.10.7 Cálculo de las tensiones aplicadas
  - 3.1.10.8 Investigación de las tensiones transferibles al exterior
  - 3.1.10.9 Corrección y ajuste del diseño inicial

### 3.2 Centro de Transformación miniBLOK – 24

- 3.2.1 Intensidad de Media Tensión
- 3.2.2 Intensidad de Baja Tensión
- 3.2.3 Cortocircuitos
  - 3.2.3.1 Observaciones
  - 3.2.3.2 Cálculo de las intensidades de cortocircuito
  - 3.2.3.3 Cortocircuito en el lado de Media Tensión
  - 3.2.3.4 Cortocircuito en el lado de Baja Tensión
- 3.2.4 Dimensionado del embarrado
  - 3.2.4.1 Comprobación por densidad de corriente
  - 3.2.4.2 Comprobación por solicitación electrodinámica
  - 3.2.4.3 Comprobación por solicitación térmica

- 3.2.5 Protección contra sobrecargas y cortocircuitos
- 3.2.6 Dimensionado de los puentes de MT
- 3.2.7 Dimensionado de la ventilación del Centro de Transformación
- 3.2.8 Dimensionado del pozo apagafuegos
- 3.2.9 Cálculo de las instalaciones de puesta a tierra
  - 3.2.9.1 Investigación de las características del suelo
  - 3.2.9.2 Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo correspondiente a la eliminación del defecto.
  - 3.2.9.3 Diseño preliminar de la instalación de tierra
  - 3.2.9.4 Cálculo de la resistencia del sistema de tierra
  - 3.2.9.5 Cálculo de las tensiones de paso en el interior de la instalación
  - 3.2.9.6 Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación
  - 3.2.9.7 Cálculo de las tensiones aplicadas
  - 3.2.9.8 Investigación de las tensiones transferibles al exterior
  - 3.2.9.9 Corrección y ajuste del diseño inicial

### **3.- PLIEGO DE CONDICIONES.**

1. Generalidades.
2. Calidad de los materiales. Condiciones y ejecución.
  - 2.1. Conductores: Tendido, empalmes, terminales, cruces y protecciones.
  - 2.2. Accesorios.
  - 2.3. Medidas eléctricas.
  - 2.4. Obra civil.
  - 2.5. Zanjas: Ejecución, tendido, cruzamientos, señalización y acabado.
  - 2.6. Obra civil CT.
  - 2.7. Aparamenta de A.T.
  - 2.8. Transformadores.
  - 2.9. Equipos de medida.
3. Normas de ejecución de las instalaciones.
4. Revisiones y pruebas reglamentarias al finalizar la obra.
5. Condiciones de uso, mantenimiento y seguridad.
6. Revisiones, inspecciones y pruebas periódicas reglamentarias a efectuar por parte de instaladores, de mantenedores y/o de organismos de control.

#### **4.- PRESUPUESTO.**

1. Presupuestos parciales con precios unitarios.
  - 1.1 Línea de Baja Tensión.
    - 1.1.1 Coste Zanjas Baja Tensión.
      - 1.1.1.1 Línea Subterránea Acera B.T.3x150+1x95 Al.
      - 1.1.1.2 Línea Subterránea Acera B.T.3x240+1x150 Al.
      - 1.1.1.3 Línea Subterránea calzada B.T.3x150+1x95 Al.
      - 1.1.1.4 Línea Subterránea calzada B.T.3x240+1x150Al.
  - 1.2 Línea de Media Tensión.
    - 1.2.1 Coste Zanjas Media Tensión.
      - 1.2.1.1.1 Red de M.T. acera 3(1x150) Al 12/20 KV.
      - 1.2.1.1.2 Red M.T. calzada 3(1x150)Al 12/20kV.
  - 1.3 Centro de Transformación PFU-5.
  - 1.4 Centro de Transformación miniBLOK.
  - 1.5 Diverso Material Eléctrico.
2. Presupuestos totales.

## **5.- PLANOS.**

1. Situación.
2. Emplazamiento.
3. Centro de Transformación 1 – Anillos 1 y 2.
4. Centro de Transformación 2 – Anillos 3 y 4.
5. Centro de Transformación 3 – Anillos 5 y 6.
6. Centro de Transformación 4 – Anillos 7 y 8.
7. Centro de Reparto – Anillos 9 y 10.
8. Línea de Media Tensión – Centro de Reparto y Centro de Abonado.
9. Detalle zanja acera.
10. Detalle zanja calzada.
11. Dimensiones Centro de Transformación tipo PFU-5.
12. Esquema unifilar Centro de Transformación tipo PFU-5.
13. Dimensiones Centro de Transformación tipo miniBLOK.
14. Esquema unifilar Centro de Transformación tipo miniBLOK.
15. Puesta a tierra Centros de Transformación PFU-5 y miniBLOK.

## **6.-ANEXO ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.**

1. Estudio Básico de Seguridad y Salud para obras de Líneas Subterráneas de Media y Baja Tensión.
  - 1.1 Objeto.
    - 1.1.1 Campo de aplicación.
  - 1.2. Pliego de Condiciones particulares.
    - 1.2.1. Normativa oficial.
    - 1.2.2. Normas Iberdrola.
  - 1.3. Identificación de riesgos.
    - 1.3.1. Riesgos de las pruebas y puesta en servicio de las instalaciones.
    - 1.3.2. Riesgos para líneas subterráneas de media y baja tensión.
    - 1.3.3. Riesgos para la instalación de equipos de baja y media tensión en ausencia de tensión.
  - 1.4. Medidas de prevención para evitar riesgos.
  - 1.5. Protecciones.
  - 1.6. Descripción general de la obra a ejecutar.
    - 1.6.1. Descripción de la obra y situación.
    - 1.6.2. Suministro de energía eléctrica.
    - 1.6.3. Suministro de agua potable.
    - 1.6.4. Servicios higiénicos.
  - 1.7. Previsiones e informaciones útiles para los trabajos.
  - 1.8. Coordinador en materia de seguridad y salud.
  
2. Estudio Básico de Seguridad y Salud para Centros de Transformación prefabricados y compactos.
  - 2.1. Objeto.
  - 2.2. Normativa aplicable.
  - 2.3. Características de la obra.
    - 2.3.1. Descripción de la obra y situación.
    - 2.3.2. Suministro de energía eléctrica.
    - 2.3.3. Suministro de agua potable.
    - 2.3.4. Vertido de aguas sucias de los servicios higiénicos.
    - 2.3.5. Interferencias y servicios afectados.
  - 2.4. Identificación de riesgos y medida de prevención a adoptar.
    - 2.4.1. Obra civil.
    - 2.4.2. Montaje.
  - 2.5. Aspectos generales.
    - 2.5.1. Botiquín de obra.

## **7.-ANEXO GESTIÓN DE RESIDUOS.**

1. Estimación de la cantidad de residuos generados en el presente proyecto.
2. Medidas para la prevención de residuos en la obra objeto del presente proyecto.
3. Operación de reutilización, valoración o eliminación que se generen en la obra.
4. Medidas de separación de residuos según R.D. 105/2008, artículo 5 punto 5.
5. Prescripciones del pliego de prescripciones técnicas particulares.
6. Valoración del coste de la gestión de los residuos generados.



# MEMORIA

## **1. Objeto del proyecto.**

A petición de la Universidad Politécnica de Cartagena, por medio del Departamento de Ingeniería Eléctrica situado en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial la alumna Dña. Zaira Robles Frutos ejecutará el proyecto destinado a la dotación de suministro eléctrico a un polígono residencial del que menciona su situación y descripción en los siguientes capítulos.

El proyecto tiene por objeto dotar de las instalaciones necesarias, tales como, líneas eléctricas de media tensión, líneas eléctricas de baja tensión y centros de transformación para el suministro eléctrico de las viviendas tipo unifamiliar y colectivo, así como el equipamiento social, equipamiento educativo y zonas ajardinadas, a su vez deberá de estudiar las condiciones Técnicas y de Seguridad e Higiene de la instalación, así como describir las instalaciones a realizar, a fin de asegurar su buen funcionamiento y el cumplimiento de la reglamentación vigente. Así mismo, se pretende solicitar las correspondientes autorizaciones administrativas para la ejecución y posterior puesta en marcha de las instalaciones.

## **2. Titulares de la instalación; al inicio y al final.**

El titular inicial de la instalación será el peticionario del proyecto, cuyos datos son los siguientes:

Titular inicial de la instalación: Universidad Politécnica de Cartagena.  
Domicilio social: Plza. Del Cronista Isidoro Valverde. Edif. La Milagrosa.  
C.P.:30202 Cartagena (Murcia).  
CIF: No procede.  
Teléfono: 968325400.

De acuerdo con lo que se establece en el vigente Real Decreto de acometidas eléctricas en su artículo 23 las instalaciones presentes en este proyecto pasaran a ser propiedad de la compañía suministradora siendo los datos del titular final de la instalación los siguientes:

Titular final de la instalación: Iberdrola distribución eléctrica. S.A.U.  
Domicilio social: Avd. San Adrián, Nº 48. Bilbao.  
CIF: A-95075578.  
Teléfono: 968325400.

## **3. Usuario de la instalación.**

Usuario de la instalación: Universidad Politécnica de Cartagena.  
Domicilio social: Plza. Del Cronista Isidoro Valverde. Edif. La Milagrosa.  
C.P.:30202 Cartagena (Murcia).  
CIF: No procede.  
Teléfono: 968325400. 8

#### 4. Emplazamiento de la instalación.

El emplazamiento de la parcela del presente proyecto se encuentra ubicado en Los Dolores, Término Municipal de Cartagena, provincia de Murcia, se puede ver con más detalle en los planos de situación y emplazamiento que se adjuntan en los siguientes capítulos.

#### 5. Descripción genérica de las instalaciones, uso y potencia.

Se efectuará un entronque aéreo-subterráneo para la alimentación de un centro de transformación y reparto, del cual partirá una línea de media tensión de 20 kv en anillo que alimentará a los distintos centros de transformación de tipo distribución de la instalación de nueva creación, además de alimentar un centro de transformación de tipo abonado de una industria ya existente.

Para la alimentación de los abonados en baja tensión se proyectarán los anillos necesarios en baja tensión a 400 V desde los distintos centros de transformación para cubrir la demanda de potencia prevista que a continuación se describe.

Los centros de transformación necesarios para el presente proyecto vienen dados por una serie de cálculos que serán dependientes de la potencia total de la instalación y que se muestran a continuación después de la correspondiente descripción de las potencias del proyecto.

La situación de los centros de transformación viene dada en los planos correspondientes que se adjuntan.

##### Previsión de potencias:

Denominación	Núm.	Potencia Unitaria	Potencia Total
Viviendas E.E.	165	9.200 W	1518 KW
Viviendas E.B.	192	5.750 W	1.104 KW
Servicios Generales.	18	7.500 W	143,1 KW
Garajes.	2	20 W/m <sup>2</sup>	131,934 KW
Equipamiento Social.	1	10 W/m <sup>2</sup>	43,52 KW
Equipamiento Educativo.	1	5 W/m <sup>2</sup>	75,355 KW
Jardines.	4	-	67,93 KW
Alumbrado de viales.	2	20.000 W	40 KW
TOTAL			3.123,83 KW

##### Descripción detallada de la previsión de potencias para la instalación.

- 165 viviendas de electrificación elevada con una potencia por vivienda de 9,2 KW que en su conjunto aportan una potencia total de 1.518 KW.
- 192 viviendas de electrificación básica con una potencia por vivienda de 5,75 KW que en su conjunto aportan una potencia total de 1.104 KW.
- 18 servicios generales correspondientes a las 18 escaleras de edificios con una

potencia unitaria estimada de 5,5 KW y que en su conjunto aportan una potencia total de 143,1 KW.

- Garaje de 3342,4 m<sup>2</sup> (80% de la superficie total del edificio 1) con una potencia de 20 W/m<sup>2</sup> que aporta una potencia total de 131,934 KW.

- Equipamiento social con una superficie de 4352 m<sup>2</sup> y una potencia de 10 W/m<sup>2</sup> que aporta una potencia total de 43,52 KW.

- Equipamiento educativo con una superficie de 15072 m<sup>2</sup> y una potencia de 5 W/m<sup>2</sup> que aporta una potencia total de 75,355 KW.

- Jardines con una superficie de 11229 m<sup>2</sup> y una luminaria Na-HP 100 W por cada 30 m<sup>2</sup> que son un total de 375 luminarias que aportan una potencia total de 67,93 KW.

- Alumbrado de viales dividido en dos sectores de 20 KW cada uno que aportan una potencia total de 40 KW.

### **Cálculo del número de centros de transformación:**

$$P_{TOTAL} = 3.123,83 \text{ KW.}$$

$$P_{PREVISTA} = C.S. \cdot P_{TOTAL}$$

Para zonas de viviendas y comercios se aplicará un coeficiente de simultaneidad de 0.4 según las normas particulares de Iberdrola para instalaciones de alta tensión MT 2.03.20.

$$P_{PREVISTA} = 0.4 \cdot 3.123,83 = 1249,532 \text{ KW}$$

$$S = \frac{P_{prevista}}{\cos\phi} = \frac{1249,532}{0,9} = 1388,37 \text{ KVA}$$

$$N^{\circ} de CT = \frac{S}{P_{transformador}} = \frac{1388,37}{400} = 3,47 \approx 4 \text{ CT}$$

Para un correcto reparto de las cargas y un equilibrio mayor de la instalación vamos a proceder a instalar cinco centros de transformación debidamente situados.

### **6. Legislación y normativa aplicable.**

En la redacción del presente proyecto se tendrán en cuenta las prescripciones de las siguientes Normas, Reglamentos e Instrucciones Complementarias correspondientes:

- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Real Decreto. 842/2002 de 02 de Agosto de 2002. B.O.E. N° 224 de 18 de Septiembre de 2002.

- Resolución de 4 de Noviembre de 2002 de la Dirección General de Industria, Energía y Minas por la que se desarrolla la Orden de 9 de septiembre de 2002 de la Consejería de Ciencia, Tecnología, Industria y Comercio, por la que se adoptan medidas de normalización en la tramitación de expedientes en materia de industria, energía y minas.

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de Diciembre de 2000, que regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorizaciones de instalaciones de energía eléctrica.
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-LAT 01 – 09. Real Decreto 223/2008 de 15 de Febrero de 2008.
- Real Decreto 3275/1982 de 12 de Noviembre, sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, así como las Órdenes de 6 de julio de 1984, de 18 de octubre de 1984 y de 27 de noviembre de 1987, por las que se aprueban y actualizan las Instrucciones Técnicas Complementarias sobre dicho reglamento.
- Normas Particulares de Iberdrola, S.A.
- Normas UNE.
- Ley 21/1995 de 8 de Noviembre de 1995 de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 1627/1997 de 24 de Octubre de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras.
- Real Decreto 485/1997 de 14 de Abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 1215/1997 de 18 de Julio de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997 de 30 de Mayo de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Ordenanzas Municipales al respecto.

## **7. Plazo de ejecución de las instalaciones.**

El plazo de ejecución de las instalaciones está estipulado en seis meses desde el comienzo de las obras.

## **8. Descripción de las instalaciones.**

### **8.1. Trazado BT.**

El presente proyecto consta de la realización de diez anillos en baja tensión que se describen a continuación.

## **CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 1**

### **Anillo 1.**

Alimenta a las C.G.P.: 1, 2, 3, 4, 5, 6 y 7.

**Anillo 2.**

Alimenta a las C.G.P.: 1, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14 y 15.

**CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 2.**

**Anillo 3.**

Alimenta a las C.G.P.: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 8.

**Anillo 4.**

Alimenta a las C.G.P.: 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18 y 19.

**CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 3.**

**Anillo 5.**

Alimenta a las C.G.P.: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 y 16.

**Anillo 6.**

Alimenta a las C.G.P.: 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29 y 30.

**CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 4.**

**Anillo 7.**

Alimenta a las C.G.P.: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 y 16.

**Anillo 8.**

Alimenta a las C.G.P.: 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25 y 26.

**CENTRO DE REPARTO.**

**Anillo 9.**

Alimenta a las C.G.P.: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 y 16.

**Anillo 10.**

Alimenta a las C.G.P.: 17, 18, 19, 20, 21 y 22.

### **8.1.1. Longitud.**

La longitud total de las líneas subterráneas de baja tensión a proyectar es de 3614,24 m aproximadamente.

A continuación se procederá a describir las longitudes por separado de cada uno de los anillos y de sus correspondientes ramas.

- Anillo 1 constituido por:

- Rama 1 con una longitud de 167,58 m.

- Rama 2 con una longitud de 247,38 m.

El anillo 1 tendrá una longitud total de 414,96 m.

- Anillo 2 constituido por:

- Rama 1 con una longitud de 149,69 m.

- Rama 2 con una longitud de 124,44 m.

El anillo 2 tendrá una longitud total de 274,13 m.

- Anillo 3 constituido por:

- Rama 1 con una longitud de 122,08 m.

- Rama 2 con una longitud de 137,66 m.

El anillo 3 tendrá una longitud total de 259,74 m.

- Anillo 4 constituido por:

- Rama 1 con una longitud de 169,84 m.

- Rama 2 con una longitud de 90,37 m.

El anillo 4 tendrá una longitud total de 260,21 m.

- Anillo 5 constituido por:

- Rama 1 con una longitud de 174,5 m.

- Rama 2 con una longitud de 224,5 m.

El anillo 5 tendrá una longitud total de 399 m.

- Anillo 6 constituido por:

- Rama 1 con una longitud de 177,05 m.

- Rama 2 con una longitud de 191,225 m.

El anillo 1 tendrá una longitud total de 341,365 m.

- Anillo 7 constituido por:

- Rama 1 con una longitud de 185,7 m.

- Rama 2 con una longitud de 185,7 m.

El anillo 7 tendrá una longitud total de 371,4 m.

- Anillo 8 constituido por:

- Rama 1 con una longitud de 176,6 m.

- Rama 2 con una longitud de 226,58 m.

El anillo 8 tendrá una longitud total de 403,18 m.

- Anillo 9 constituido por:

- Rama 1 con una longitud de 210,12 m.

- Rama 2 con una longitud de 243,04 m.

El anillo 9 tendrá una longitud total de 453,16 m.

- Anillo 10 constituido por:

- Rama 1 con una longitud de 218,56m.

- Rama 2 con una longitud de 218,55 m.

El anillo 10 tendrá una longitud total de 437,1 m.

### **8.1.2. Inicio y final de línea.**

El inicio y final de línea de cada uno de los anillos tendrá lugar en los cuadros de baja tensión de cada uno de su centro de transformación asignado. Esto se podrá ver en los planos correspondientes de los siguientes capítulos.

A continuación se describirán uno a uno el inicio y fin de línea de cada uno de los anillos.



### **Anillo 1**

Las ramas 1 y 2 de este anillo tienen su conexión en el cuadro de baja tensión de CT 1.

### **Anillo 2**

Las ramas 1 y 2 de este anillo tienen su conexión en el cuadro de baja tensión de CT 1.

### **Anillo 3**

Las ramas 1 y 2 de este anillo tienen su conexión en el cuadro de baja tensión de CT 2.

### **Anillo 4**

Las ramas 1 y 2 de este anillo tienen su conexión en el cuadro de baja tensión de CT 2.

### **Anillo 5**

Las ramas 1 y 2 de este anillo tienen su conexión en el cuadro de baja tensión de CT 3.

### **Anillo 6**

Las ramas 1 y 2 de este anillo tienen su conexión en el cuadro de baja tensión de CT 3.

### **Anillo 7**

Las ramas 1 y 2 de este anillo tienen su conexión en el cuadro de baja tensión de CT 4.

### **Anillo 8**

Las ramas 1 y 2 de este anillo tienen su conexión en el cuadro de baja tensión de CT 4.

### **Anillo 9**

Las ramas 1 y 2 de este anillo tienen su conexión en el cuadro de baja tensión de CENTRO DE REPARTO.

### **Anillo 10**

Las ramas 1 y 2 de este anillo tienen su conexión en el cuadro de baja tensión de CENTRO DE REPARTO.

### **8.1.3. Cruzamientos, paralelismos, etc.**

#### **Cruzamientos**

A continuación se fijan, para cada uno de los casos indicados, las condiciones a que deben responder los cruzamientos de cables subterráneos de baja tensión directamente enterrados.

##### Calles y carreteras

Los cables se colocarán en el interior de tubos protectores conforme con lo establecido en la ITC-BT-21, recubiertos de hormigón en toda su longitud a una profundidad mínima de 0,80 m. Siempre que sea posible, el cruce se hará perpendicular al eje del vial.

##### Ferrocarriles

Los cables se colocarán en el interior de tubos protectores conforme con lo establecido en la ITC-BT-21, recubiertos de hormigón y siempre que sea posible, perpendiculares a la vía, y a una profundidad mínima de 1,3 m respecto a la cara inferior de la traviesa. Dichos tubos rebasarán las vías férreas en 1,5 m por cada extremo.

##### Otros cables de energía eléctrica

Siempre que sea posible, se procurará que los cables de baja tensión discurran por encima de los de alta tensión.

La distancia mínima entre un cable de baja tensión y otros cables de energía eléctrica será: 0,25 m con cables de alta tensión y 0,10 m con cables de baja tensión. La distancia del punto de cruce a los empalmes será superior a 1 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2 de la ITC-BT-07 del reglamento electrotécnico de baja tensión.

##### Cables de telecomunicación

La separación mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 0.20 m. La distancia del punto de cruce a los empalmes, tanto del cable de energía como del cable de telecomunicación, será superior a 1 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2 de la ITC-BT-07 del reglamento electrotécnico de baja tensión.

Estas restricciones no se deben aplicar a los cables de fibra óptica con cubiertas dieléctricas. Todo tipo de protección en la cubierta del cable debe ser aislante.

##### Canalizaciones de agua y gas

Siempre que sea posible, los cables se instalarán por encima de las canalizaciones de agua.

La distancia mínima entre cables de energía eléctrica y canalizaciones de agua o gas será de 0,20 m. Se evitará el cruce por la vertical de las juntas de las canalizaciones de agua o gas, o de los empalmes de la canalización eléctrica, situando unas y otros a una distancia superior a 1 m del cruce. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2 de la ITC-BT-07 del reglamento electrotécnico de baja tensión.

#### Conducciones de alcantarillado

Se procurará pasar los cables por encima de las conducciones de alcantarillado. No se admitirá incidir en su interior. Se admitirá incidir en su pared (por ejemplo, instalando tubos), siempre que se asegure que ésta no ha quedado debilitada. Si no es posible, se pasará por debajo, y los cables se dispondrán en canalizaciones entubadas según lo prescrito en el apartado 2.1.2 de la ITC-BT-07 del reglamento electrotécnico de baja tensión.

#### Depósitos de carburante

Los cables se dispondrán en canalizaciones entubadas según lo prescrito en el apartado 2.1.2 de la ITC-BT-07 del reglamento electrotécnico de baja tensión y distarán, como mínimo, 0,20 m del depósito. Los extremos de los tubos rebasarán al depósito, como mínimo 1,5 m por cada extremo.

#### **Proximidad y paralelismos.**

Los cables subterráneos de baja tensión directamente enterrados deberán cumplir las condiciones y distancias de proximidad que se indican a continuación, procurando evitar que queden en el mismo plano vertical que las demás conducciones.

#### Otros cables de energía eléctrica

Los cables de baja tensión podrán instalarse paralelamente a otros de baja o alta tensión, manteniendo entre ellos una distancia mínima de 0,10 m con los cables de baja tensión y 0,25 m con los cables de alta tensión. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2 de la ITC-BT-07 del reglamento electrotécnico de baja tensión.

En el caso de que un mismo propietario canalice a la vez varios cables de baja tensión, podrá instalarlos a menor distancia, incluso en contacto.

#### **Cables de telecomunicación**

La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 0,20 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2 de la ITC-BT-07 del reglamento electrotécnico de baja tensión.

#### Canalizaciones de agua

La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y las canalizaciones de agua será de 0,20 m. La distancia mínima entre los empalmes de los cables de energía eléctrica y las juntas de las canalizaciones de agua será de 1 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2 de la ITC-BT-07 del reglamento electrotécnico de baja tensión.

Se procurará mantener una distancia mínima de 0,20 m en proyección horizontal, y que la canalización de agua quede por debajo del nivel del cable eléctrico.

Por otro lado, las arterias principales de agua se dispondrán de forma que se aseguren distancias superiores a 1 m respecto a los cables eléctricos de baja tensión.

#### Canalizaciones de gas

La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y las canalizaciones de gas será de 0,20 m, excepto para canalizaciones de gas de alta presión (más de 4 bar), en que la distancia será de 0,40 m. La distancia mínima entre los empalmes de los cables de energía eléctrica y las juntas de las canalizaciones de gas será de 1 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2 de la ITC-BT-07 del reglamento electrotécnico de baja tensión.

Se procurará mantener una distancia mínima de 0,20 m en proyección horizontal.

Por otro lado, las arterias importantes de gas se dispondrán de forma que se aseguren distancias superiores a 1 m respecto a los cables eléctricos de baja tensión.

#### **8.1.4. Relación de propietarios afectados con dirección y D.N.I.**

No procede.

#### **8.2. Puesta a tierra.**

El conductor neutro de las redes subterráneas de distribución pública, se conectará a tierra en el centro de transformación en la forma prevista en el Reglamento Técnico de Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación; fuera del centro de transformación se conectará a tierra en otros puntos de la red, con objeto de disminuir su resistencia global a tierra, según Reglamento de Baja Tensión.

El neutro se conectará a tierra a lo largo de la red, en todas las cajas generales de protección o en las cajas de seccionamiento o en las cajas generales de protección medida, consistiendo dicha puesta a tierra en una pica, unida al borne del neutro mediante un conductor aislado de 50 mm<sup>2</sup> de Cu, como mínimo. El conductor neutro no podrá ser interrumpido en las redes de distribución.

#### **8.3. Trazado MT**

El trazado de media tensión constará de una línea de alimentación desde el punto de entronque, que se encuentra situado en una LSMT cercana que nos facilita la

compañía, al centro de transformación y reparto, una línea que alimentará en punta a un centro de transformación de tipo abonado de facturación en alta tensión y de un anillo que unirán todos los centros de transformación de tipo compañía que conforman el presente proyecto.

La longitud total del trazado de MT del presente proyecto es de 1971,17 m aproximadamente.

#### **8.3.1. Puntos de entronque y final de línea.**

La conexión a la red de Iberdrola se realizará en el punto señalado en el plano de emplazamiento e indicado por Iberdrola en su carta de punto de conexión en la LSMT, el final de línea será en centro de transformación y reparto PFU-5, 20 KV, para la electrificación del presente proyecto.

La conexión a la red de Iberdrola se realizará mediante dos juegos de empalmes de aislamiento seco y se integrará en el anillo de Iberdrola colocando en cada centro de transformación dos celdas de línea.

#### **8.3.2. Longitud.**

A continuación se dará con detalle longitudes de las líneas de alimentación y el anillo de media tensión.

La longitud de la línea de alimentación desde el punto de conexión de Iberdrola al centro de transformación y reparto es de 310 m aproximadamente.

La longitud de la línea que alimenta en punta al centro de transformación de tipo abonado de facturación en alta tensión es de 400 m aproximadamente.

La longitud del anillo de media tensión que une los centros de transformación que proyectamos en este proyecto es de 1971,17 m aproximadamente.

#### **8.3.3. Términos municipales afectados.**

El término municipal afectado corresponde al M.I. Ayuntamiento de Cartagena.

#### **8.3.4. Relación de cruzamientos, paralelismos, etc.**

No procede.

#### **8.3.5. Relación de propietarios afectados, con dirección y D.N.I.**

No procede.

### **8.4. Materiales.**

#### **8.4.1. Conductores y aislamientos.**

A título informativo, se incluye las características correspondientes a los tipos

constructivos de cable.

Todos los tipos constructivos se ajustaran a lo indicado en la norma UNE HD 620 y/o Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC 06:

<b>Conductor.</b>	<b>Aluminio compacto, sección circular, clase 2 UNE 21-022. En el caso del cable con aislamiento XLPE, este estará obturado mediante hilaturas hidrófugas</b>
<b>Pantalla sobre el conductor.</b>	Capa de mezcla semiconductora aplicada por extrusión.
<b>Aislamiento.</b>	Mezcla a base de etileno propileno de alto módulo (HEPR) o polietileno reticulado (XLPE).
<b>Pantalla sobre el aislamiento.</b>	Una capa de mezcla semiconductora pelable no metálica aplicada por extrusión, asociada a una corona de alambre y contraespira de cobre.
<b>Obturación.</b>	Solo aplicable a cables con aislamiento en XLPE y consistirá en una cinta obturante colocada helicoidalmente
<b>Cubierta.</b>	Compuesto termoplástico a base de poliolefina y sin contenido de componentes clorados u otros contaminantes. Se consideran dos tipos de cubierta normal y cubierta de seguridad contra la llama tipo (S).

Tipos seleccionados: Los reseñados en la tabla 1.

**Tabla 1**

<b>Tipo constructivo</b>	<b>Tensión nominal kV</b>	<b>Sección conductor mm<sup>2</sup></b>	<b>Sección pantalla mm<sup>2</sup></b>
<b>HEPRZ1 o RHZ1</b>	12/20	150	16
		240	16
		400	16
	18/30	150	25
		240	25
		400	25

En el caso de incorporación de nuevas secciones a este Manual técnico, estas se ajustaran las indicadas en el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias, ITC -06.

**Tabla 2A**

**Características cables con aislamiento de etileno propileno alto modulo (HEPR)**

<b>Sección mm<sup>2</sup></b>	<b>Tensión Nominal kV</b>	<b>Resistencia Máx. a 105°C Ω /km</b>	<b>Reactancia por fase Ω /km</b>	<b>Capacidad μF/km</b>
<b>150</b>	<b>12/20</b>	0,277	0,112	0,368
<b>240</b>		0,169	0,105	0,453
<b>400</b>		0,107	0,098	0,536
<b>50</b>	<b>18/30</b>	0,277	0,121	0,266
<b>240</b>		0,169	0,113	0,338
<b>400</b>		0,107	0,106	0,401

Temperatura máxima en servicio permanente 105°C

Temperatura máxima en cortocircuito t < 5s 250°C

**Tabla 2B**

**Características cables con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE)**

<b>Sección mm<sup>2</sup></b>	<b>Tensión Nominal kV</b>	<b>Resistencia Máx. a 105°C Ω /km</b>	<b>Reactancia por fase Ω /km</b>	<b>Capacidad μF/km</b>
<b>150</b>	<b>12/20</b>	0,265	0,110	0,242
<b>240</b>		0,162	0,101	0,295
<b>400</b>		0,102	0,090	0,390
<b>50</b>	<b>18/30</b>	0,265	0,125	0,183
<b>240</b>		0,162	0,102	0,221
<b>400</b>		0,102	0,097	0,286

Temperatura máxima en servicio permanente 90°C

Temperatura máxima en cortocircuito t < 5s 250°C

#### **8.4.2. Accesorios.**

Los accesorios serán adecuados a la naturaleza, composición y sección de los cables, y no deberán aumentar la resistencia eléctrica de éstos. Los terminales deberán ser, asimismo, adecuados a las características ambientales (interior, exterior, contaminación, etc.)

La ejecución y montaje de los empalmes y las terminaciones se realizarán siguiendo el Manual Técnico (MT) correspondiente cuando exista, o en su defecto, las instrucciones del fabricante.

Terminaciones: Las características serán las establecidas en la NI 56.80.02.

Conectores separables apantallados enchufables: Las características serán las establecidas en la NI 56.80.02.

Empalmes: Las características serán las establecidas en la NI 56.80.02.

### **8.4.3. Protecciones eléctricas de principio y fin de línea.**

#### **Protección contra sobreintensidades**

Las líneas deberán estar debidamente protegidas contra los efectos peligrosos, térmicos y dinámicos que puedan originar las sobreintensidades susceptibles de producirse en la instalación, cuando éstas puedan dar lugar a averías y daños en las citadas instalaciones.

Las salidas de línea deberán estar protegidas contra cortocircuitos y, cuando proceda, contra sobrecargas. Para ello se colocarán cortocircuitos fusibles o interruptores automáticos, con emplazamiento en el inicio de las líneas. Las características de funcionamiento de dichos elementos corresponderán a las exigencias del conjunto de la instalación de la que el cable forme parte integrante, considerando las limitaciones propias de éste.

En cuanto a la ubicación y agrupación de los elementos de protección de los transformadores, así como los sistemas de protección de las líneas, se aplicará lo establecido en la ITC MIE-RAT 09 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.

Los dispositivos de protección utilizados no deberán producir, durante su actuación, proyecciones peligrosas de materiales ni explosiones que puedan ocasionar daños a personas o cosas.

Entre los diferentes dispositivos de protección contra las sobreintensidades pertenecientes a la misma instalación, o en relación con otros exteriores a ésta, se establecerá una adecuada coordinación de actuación para que la parte desconectada en caso de cortocircuito o sobrecarga sea la menor posible.

El proyectista analizará la existencia de fenómenos de ferorresonancias por combinación de las intensidades capacitivas con las magnetizantes de transformadores durante el seccionamiento unipolar de líneas sin carga, en cuyo caso se utilizará de seccionamiento tripolar en lugar de seccionamiento unipolar.

#### **Protección contra cortocircuitos**

La protección contra cortocircuito por medio de fusibles o interruptores



automáticos se establecerá de forma que la falta sea despejada en un tiempo tal que la temperatura alcanzada por el conductor durante el cortocircuito no exceda de la máxima admisible asignada en cortocircuito.

Las intensidades máximas admisibles de cortocircuito en los conductores y pantallas, correspondientes a tiempos de desconexión comprendidos entre 0,1 y 3 segundos, serán las indicadas en el capítulo 6 de la presente instrucción.

Podrán admitirse intensidades de cortocircuito mayores a las indicadas, y a estos efectos el fabricante del cable deberá aportar la documentación justificativa correspondiente.

#### Protecciones contra sobrecargas

En general, no será obligatorio establecer protecciones contra sobrecargas, si bien es necesario, controlar la carga en el origen de la línea o del cable mediante el empleo de aparatos de medida, mediciones periódicas o bien por estimaciones estadísticas a partir de las cargas conectadas al mismo, con objeto de asegurar que la temperatura del cable no supere la máxima admisible en servicio permanente.

#### Protección contra sobretensiones

Los cables deberán protegerse contra las sobretensiones peligrosas, tanto de origen interno como de origen atmosférico, cuando la importancia de la instalación, el valor de las sobretensiones y su frecuencia de ocurrencia así lo aconsejen.

Para ello se utilizarán pararrayos de resistencia variable o pararrayos de óxidos metálicos, cuyas características estarán en función de las probables intensidades de corriente a tierra que puedan preverse en caso de sobretensión o se observará el cumplimiento de las reglas de coordinación de aislamiento correspondientes. Deberá cumplirse también, en lo referente a coordinación de aislamiento y puesta a tierra de los pararrayos, lo indicado en las instrucciones MIE-RAT 12 Y MIE-RAT 13, respectivamente, Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, aprobado por Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre.

En lo referente a protecciones contra sobretensiones serán de consideración igualmente las especificaciones establecidas por las Normas UNE-EN 60071-1, UNE-EN 60071-2 Y UNE-EN 60099-5.

### **8.5. Zanjas, sistemas de enterramiento y medidas de señalización.**

Lo indicado en este apartado es válido para instalaciones cuya tensión nominal de la red no sea superior a 30 kV. Para tensiones mayores, el proyectista determinará y justificará en cada caso las condiciones de instalación y distancias.

Las canalizaciones se dispondrán, en general, por terrenos de dominio público en suelo urbano o en curso de urbanización que tenga las cotas de nivel previstas en el proyecto de urbanización (alineaciones y rasantes), preferentemente bajo las aceras y se evitarán los ángulos pronunciados. El trazado será lo más rectilíneo posible, a poder ser

paralelo en toda su longitud a las fachadas de los edificios principales o, en su defecto, a los bordillos. Así mismo, deberá tenerse en cuenta los radios de curvatura mínimos que pueden soportar los cables sin deteriorarse, a respetar en los cambios de dirección.

En la etapa de proyecto deberá contactarse con las empresas de servicio público y con las posibles propietarias de servicios para conocer la posición de sus instalaciones en la zona afectada. Una vez conocidas, antes de proceder a la apertura de las zanjas, la empresa instaladora abrirá calas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto en el proyecto. La apertura de calas de reconocimiento se podrá sustituir por el empleo de quipos de detección, como el georradar, que permitan contrastar los planos aportados por las compañías de servicio y al mismo tiempo prevenir situaciones de riesgo.

Los cables podrán instalarse en las formas que se indican a continuación.

#### Directamente enterrados

La profundidad, hasta la parte superior del cable más próximo a la superficie, no será menor de 0,6 m en acera o tierra, ni de 0,8 m en calzada.

Cuando existan impedimentos que no permitan lograr las mencionadas profundidades, éstas podrán reducirse, disponiendo protecciones mecánicas suficientes. Por el contrario, deberán aumentarse cuando las condiciones que se establecen en el capítulo 5 así lo exijan.

La zanja ha de ser de la anchura suficiente para permitir el trabajo de un hombre, salvo que el tendido del cable se haga por medios mecánicos. Sobre el fondo de la zanja se colocará una capa de arena o material de características equivalentes de espesor mínimo 5 cm y exenta de cuerpos extraños. Los laterales de la zanja han de ser compactos y no deben desprender piedras o tierra. La zanja se protegerá con estribas u otros medios para asegurar su estabilidad, conforme a la normativa de riesgos laborales.

Por encima del cable se dispondrá otra capa de 10 cm de espesor, como mínimo, que podrá ser de arena o material con características equivalentes.

Para proteger el cable frente a excavaciones hechas por terceros, los cables deberán tener una protección mecánica que en las condiciones de instalación soporte un impacto puntual de una energía de 20 J Y que cubra la proyección en planta de los cables, así como una cinta de señalización que advierta la existencia del cable eléctrico de AT Se admitirá también la colocación de placas con doble misión de protección mecánica y de señalización.

#### En canalización entubada

La profundidad, hasta la parte superior del tubo más próximo a la superficie, no será menor de 0,6 metros en acera o tierra, ni de 0,8 metros en calzada. Estarán construidas por tubos de material sintético, de cemento y derivados, o metálicos, hormigonadas en la zanja o no, con tal que presenten suficiente resistencia mecánica.

El diámetro interior de los tubos no será inferior a vez y media el diámetro

exterior del cable o del diámetro aparente del circuito en el caso de varios cables instalados en el mismo tubo. El interior de los tubos será liso para facilitar la instalación o sustitución del cable o circuito averiado. No se instalará más de un circuito por tubo.

Si se instala un solo cable unipolar por tubo, los tubos deberán ser de material no ferromagnético.

Antes del tendido se eliminará de su interior la suciedad o tierra garantizándose el paso de los cables mediante mandrilado acorde a la sección interior del tubo o sistema equivalente. Durante el tendido se deberán embocar correctamente para evitar la entrada de tierra o de hormigón.

Se evitará, en lo posible, los cambios de dirección de las canalizaciones entubadas respetando los cambios de curvatura indicados por el fabricante de los cables.

En los puntos donde se produzcan, para facilitar la manipulación de los cables podrán disponerse arquetas con tapas registrables o no. Con objeto de no sobrepasar las tensiones de tiro indicadas en las normas aplicables a cada tipo de cable, en los tramos rectos se instalarán arquetas intermedias, registrables, ciegas o simplemente calas de tiro en aquellos casos que lo requieran. A la entrada de las arquetas, las canalizaciones entubadas deberán quedar debidamente selladas en sus extremos.

La canalización deberá tener una señalización colocada de la misma forma que la indicada en el apartado anterior, para advertir de la presencia de cables de alta tensión.

## **8.6. Puesta a tierra**

Las pantallas metálicas de los cables se conectarán a tierra, por lo menos en una de sus cajas terminales extremas. Cuando no se conecten ambos extremos a tierra, el proyectista deberá justificar en el extremo no conectado que las tensiones provocadas por el efecto de las faltas a tierra o por inducción de tensión entre la tierra y pantalla, no producen una tensión de contacto aplicadas superiores al valor indicado en la ITC-LAT 07, salvo que en este extremo la pantalla esté protegida por envolvente metálica puesta a tierra o sea inaccesible.

Asimismo, también deberá justificar que el aislamiento de la cubierta es suficiente para soportar las tensiones que pueden aparecer en servicio o en caso de defecto.

## **8.7. Local del CT.**

Los Centros estarán ubicados en una caseta o envolvente independiente destinada únicamente a esta finalidad. En ella se ha instalado toda la aparamenta y demás equipos eléctricos, así como al transformador de potencia.

Para el diseño de estos centros de transformación se han observado todas las normativas antes indicadas, teniendo en cuenta las distancias necesarias para pasillos y accesos, al igual que las distancias mínimas entre elementos en tensión que se detallan en el vigente reglamento de alta tensión.

Las dimensiones del centro de transformación y reparto deben permitir las siguientes consignas:

- El movimiento y colocación en su interior de los elementos y maquinaria necesarios para la realización adecuada de la instalación eléctrica.
- La ejecución de maniobras propias de su explotación y operaciones de mantenimiento en condiciones óptimas de seguridad para las personas que lo realicen.

Como norma general los centros de transformación deberán cumplir también las siguientes consignas:

- No contendrá canalizaciones ajenas al CT, tales como agua, aire, gas, teléfonos, etc.
- Será construido enteramente con materiales no combustibles.
- Los elementos delimitadores del CT (muros, tabiques, cubiertas, etc), así como los estructurales en él contenidos (vigas, pilares, etc) tendrán una resistencia al fuego de acuerdo con la NBE CPI-96 y los materiales constructivos del revestimiento interior (paramentos, pavimento y techo) serán de clase M0 de acuerdo con la Norma UNE 23727.
- Ningún elemento metálico unido al sistema equipotencial será accesible desde el exterior.
- Las piezas metálicas expuestas al exterior están tratadas adecuadamente contra la corrosión.
- Bajo la solera se disponen los orificios para la entrada de cables de Alta y Baja Tensión.

#### **8.7.1. Características de los materiales.**

##### Centro de transformación y reparto tipo PFU-5 de Ormazabal.

Los edificios PFU constan de una envolvente de hormigón, instalado en superficie, de estructura monobloque, en cuyo interior se incorporan todos los componentes eléctricos: desde la aparamenta de Media Tensión, hasta los cuadros de Baja Tensión, incluyendo los transformadores, dispositivos de Control e interconexiones entre los diversos elementos.

La principal ventaja que presentan estos Centros de Transformación es que tanto la construcción como el montaje y equipamiento interior pueden ser realizados íntegramente en fábrica, garantizando con ello una calidad uniforme y reduciendo considerablemente los trabajos de obra civil y montaje en el punto de instalación.

Además, su cuidado diseño permite su instalación tanto en zonas de carácter industrial como en entornos urbanos.

#### Centro de transformación tipo miniBLOK 24 de Ormazabal.

El miniBLOK es un Centro de Transformación compacto compartimentado, de maniobra exterior, diseñado para redes públicas de distribución eléctrica en MT.

El miniBLOK es aplicable a redes de distribución de hasta 24 kV, donde se precisa de un transformador de 400 kVA en nuestro caso.

Se trata de un producto construido de serie, ensayado y suministrados como una unidad, que consiste en un equipo compacto asociado tipo MB formado por 2 celdas de Línea y una de Protección, un Transformador, un Cuadro de Baja Tensión y las correspondientes interconexiones y elementos auxiliares, todo ello en el interior de una envolvente de hormigón.

La concepción de estos centros, que mantiene independientes todos sus componentes, limita la utilización de líquidos aislantes combustibles, a la vez que facilita la sustitución de cualquiera de sus componentes.

Así mismo, la utilización de aparamenta de MT con aislamiento integral en gas reduce la necesidad de mantenimiento y le confiere unas excelentes características de resistencia a la polución y a otros factores ambientales, e incluso a la eventual inundación del Centro de Transformación.

#### **8.7.2. Cimentación.**

##### Centro de transformación y reparto tipo PFU-5 de Ormazabal.

Para la ubicación del Centro de Transformación PFU es necesaria una excavación, cuyas dimensiones variarán en función de la solución adoptada para la red de tierras, sobre cuyo fondo se extiende una capa de arena compactada y nivelada de 100 mm de espesor.

##### Centro de transformación tipo miniBLOK 24 de Ormazabal.

No procede.

#### **8.7.3. Solera y pavimento.**

No procede al ser centros de transformación de tipo prefabricado.

#### **8.7.4. Cerramientos exteriores.**

Tanto en el tipo PFU-5 como en el tipo miniBLOK el cerramiento exterior está compuesto por una envolvente prefabricada de hormigón armado.

#### **8.7.5. Tabiquería interior.**

No se dispone de tabiquería interior en ninguno de los centros de transformación que se tratan en este proyecto.

### **8.7.6. Cubiertas.**

La cubierta está formada por piezas de hormigón armado, habiéndose diseñado de tal forma que se impidan las filtraciones y la acumulación de agua sobre ésta, desaguando directamente al exterior desde su perímetro. Las piezas de hormigón serán con inserciones en la parte superior para su manipulación.

### **8.7.7. Forjados y cubiertas.**

No procede al tratarse de centros de transformación de tipo prefabricado.

### **8.7.8. Enlucidos y Pinturas.**

El acabado de las superficies exteriores se efectúa con pintura acrílica o epoxy, haciéndolas muy resistentes a la corrosión causada por los agentes atmosféricos.

### **8.7.9. Varios.**

Centro de transformación y reparto tipo PFU-5 de Ormazabal.

- Accesos:

En la pared frontal se sitúan las puertas de acceso de peatones, las puertas del transformador (ambas con apertura de 180°) y las rejillas de ventilación. Todos estos materiales están fabricados en chapa de acero.

Las puertas de acceso disponen de un sistema de cierre con objeto de garantizar la seguridad de funcionamiento para evitar aperturas intempestivas de las mismas del Centro de Transformación. Para ello se utiliza una cerradura de diseño ORMAZABAL que anclan las puertas en dos puntos, uno en la parte superior y otro en la parte inferior.

- Ventilación:

Las rejillas de ventilación natural están formadas por lamas en forma de "V" invertida, diseñadas para formar un laberinto que evita la entrada de agua de lluvia en el Centro de Transformación y se complementa cada rejilla interiormente con una malla mosquitera.

- Acabado:

El acabado de las superficies exteriores se efectúa con pintura acrílica rugosa de color blanco en las paredes y marrón en el perímetro de la cubierta o techo, puertas y rejillas de ventilación.

Las piezas metálicas expuestas al exterior están tratadas adecuadamente contra la corrosión.

- Calidad:

Estos edificios prefabricados han sido acreditados con el Certificado de Calidad

UNESA de acuerdo a la RU 1303A.

- Alumbrado:

El equipo va provisto de alumbrado conectado y gobernado desde el cuadro de BT, el cual dispone de un interruptor para realizar dicho cometido.

- Características detalladas:

Nº de transformadores: **1**  
Nº reserva de celdas: **1**  
Tipo de ventilación: **Normal**  
Puertas de acceso peatón: **1 puerta de acceso**

Dimensiones exteriores:  
Longitud: **6.080 mm**  
Fondo: **2.380 mm**  
Altura: **3.045 mm**  
Altura vista: **2.585 mm**  
Peso: **17.460 kg**

Dimensiones interiores:  
Longitud: **5.900 mm**  
Fondo: **2.200 mm**  
Altura: **2.355 mm**

Dimensiones de la excavación:

Las dimensiones de la excavación variaran en relación al anillo de puesta a tierra.

Centro de transformación tipo miniBLOK 24 de Ormazabal.

- Características detalladas:

Nº de transformadores: **1**  
Puertas de acceso peatón: **1 puerta**

Dimensiones exteriores:  
Longitud: **1.890 mm**  
Fondo: **1.673 mm**  
Altura: **1.532 mm**  
Peso: **1.950 kg**

Dimensiones de la excavación:

Las dimensiones de la excavación variaran en relación al anillo de puesta a tierra.

## **8.8. Instalación eléctrica.**

### **8.8.1. Características de la red de alimentación.**

La red de la cual se alimenta el Centro de Transformación es del tipo subterráneo, con una tensión de 20 KV, nivel de aislamiento según la MIE-RAT 12, y una frecuencia de 50 Hz.

La compañía suministradora nos ha facilitado los datos correspondientes a la potencia de cortocircuito en el punto de acometida, esta potencia es de 350 MVA que equivale a 10 KA eficaces.

### **8.8.2. Características de la aparamenta de alta tensión.**

Protección y seguridad de personas, bienes y equipos ante los efectos de arcos internos (clase IAC), acreditada con los ensayos realizados conforme a la norma IEC 62271-200.

Insensibilidad ante entornos ambientales agresivos (incluidas inundaciones temporales) larga vida útil y ausencia de mantenimiento de las partes activas proporcionadas por su aislamiento integral en gas y el uso de conectores apantallados.

Flexibilidad de configuración para todo tipo de esquemas. El conjunto de unión ORMALINK patentado en 1991 por Ormazabal aporta modularidad total y extensibilidad futura, en ambas direcciones.

Fáciles tareas de manipulación e instalación gracias a unas dimensiones y pesos reducidos.

Seguridad y sencillez de operación mediante elementos de maniobra ergonómicos que integran enclavamientos de serie.

Seguridad adicional mediante unidades ekorSYS: ekorVPIS, indicador luminoso de presencia de tensión; y ekorSAS, alarma sonora de prevención de puesta a tierra.

Posibilidad de montar accesorios y realizar pruebas bajo tensión.

Tubos portafusible en posición horizontal, con acceso frontal y protegidos dentro de la cuba de gas.

Facilidad de conexión de cables, mediante bornas enchufables o atornillables, dispuestas en línea frontalmente.

La cuba, sellada y aislada en gas SF<sub>6</sub>, alberga el embarrado, los elementos de maniobra y los elementos de corte. El dieléctrico utilizado actúa como medio de aislamiento y de extinción. La cuba está provista de una membrana para dirigir de forma segura la salida de los gases en caso de arco interno, y de manómetro para el control de la presión del gas aislante.

El embarrado conecta los pasatapas monofásicos del exterior de la celda con los elementos de corte de su interior.



Los compartimentos portafusibles proporcionan aislamiento adicional y estanqueidad contra la polución, los cambios de temperatura y condiciones climáticas adversas. Desde su interior la acción del percutor del fusible se transmite a la timonería de disparo.

El mecanismo de maniobra permite realizar las operaciones de conexión y desconexión en los circuitos de Media Tensión.

Los esquemas sinópticos frontales integran los dispositivos de señalización de posición. Máxima fiabilidad verificada mediante el ensayo de cadena cinemática del mecanismo de señalización según IEC 62271-102.

El compartimento de cables, ubicado en la zona inferior delantera de la celda, dispone de tapa enclavada con el seccionador de puesta a tierra, la cual permite acceso frontal a los cables de Media Tensión.

La conexión de los cables aislados de Media Tensión procedentes del exterior se realiza mediante pasatapas que admiten conectores enchufables o atornillables aislados con o sin pantallas equipotenciales.

Las celdas CGMCOSMOS están diseñadas para la protección de personas y bienes ante los efectos de un arco interno según los criterios del Anexo A de la norma IEC 62271-200.

#### Enclavamientos

Estas celdas disponen de enclavamientos internos de serie que permiten un servicio fiable y seguro, de acuerdo a las exigencias de la norma IEC 62271-200.

El conjunto de enclavamientos evita operaciones inseguras:

- Imposibilita cerrar simultáneamente el interruptor-seccionador y el seccionador de puesta a tierra.
- Permite la apertura de la tapa de acceso a los cables de Media Tensión únicamente con el seccionador de puesta a tierra conectado.
- Condiciona el acceso a la zona de cables / portafusibles.

Las celdas del sistema CGMCOSMOS admiten independientemente la condenación de maniobras por candado del interruptor y del seccionador de puesta a tierra.

Opcionalmente, existen dispositivos de condenación de maniobras mediante cerradura.

#### **8.8.2.1. Celda de entrada y salida.**

##### CGMCOSMOS-L

Celda modular con función de línea o acometida, provista de interruptor-

seccionador de tres posiciones (conectado, seccionado y puesto a tierra).

Extensibilidad: derecha, izquierda y ambos lados.

- Características eléctricas:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS				
<b>Tensión asignada*</b>	$U_r$	<b>[kV]</b>	12	24
<b>Frecuencia asignada</b>	$f_r$	<b>[Hz]</b>	50/60	50/60
<b>Corriente asignada</b>				
en barras e interconexión de celdas	$I_r$	<b>[A]</b>	400/630	400/630
acometida	$I_r$	<b>[A]</b>	400/630	400/630
<b>Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial (1 min)</b>				
fase-tierra y entre fases	$U_d$	<b>[kV]</b>	28	50
distancia de seccionamiento	$U_d$	<b>[kV]</b>	32	60
<b>Tensión soportada asignada a impulso de tipo rayo</b>				
fase-tierra y entre fases	$U_p$	<b>[kV]</b>	75	125
distancia de seccionamiento	$U_p$	<b>[kV]</b>	85	145
<b>Clasificación arco interno</b>	IAC AFL		16 kA 1 s / 20** kA 1 s	
<b>Grado de protección</b>	IP		IP33 + IPX7	

Interrupor-Seccionador s/ IEC 60265-1 + IEC 62271-102				
Corriente admisible asignada de corta duraci3n (circuito principal)				
Valor $t_k = 1 \text{ s}$ o $3 \text{ s}$	$I_k$	[kA]	16/20**/25#	16/20**
Valor de cresta	$I_p$	[kA]	40/52**/62,5#	40/52**
Poder de corte asignado de corriente principalmente activa	$I_1$	[A]	400/630	
Poder de corte asignado de cables en vac3o	$I_{4a}$	[A]	50/1,5	
Poder de corte asignado de bucle cerrado	$I_{2a}$	[A]	400/630	
Poder de corte asignado en caso de defecto a tierra	$I_{6a}$	[A]	300	
Poder de corte asignado de cables/l3neas en vac3o en caso de defecto a tierra	$I_{6b}$	[A]	100	
Poder de cierre del interruptor principal (valor de cresta)	$I_{ma}$	[kA]	40/52**/62,5#	40/52**
Categor3a del interruptor				
Endurancia mec3nica			1000-M1 (manual) 5000-M2 (motor)	
Ciclos de maniobras (cierres cc)- clase			5-E3	
Seccionador de Puesta a Tierra s/ IEC 62271-102				
Corriente admisible asignada de corta duraci3n (circuito de tierras)				
Valor $t_k = 1 \text{ s}$ o $3 \text{ s}$	$I_k$	[kA]	16/20**/25#	16/20**
Valor de cresta	$I_p$	[kA]	40/52**/62,5#	40/52**
Poder de cierre del Seccionador de Puesta a Tierra (valor de cresta)	$I_{ma}$	[kA]	40/52**/62,5#	40/52**
Categor3a del Seccionador de Puesta a Tierra				
Endurancia mec3nica (manual)			1000-M0	
Ciclos de maniobras (cierres cc)- clase			5-E2	
* Tamb3n disponible $U_r = 7,2 \text{ kV}$ bajo pedido				
** Ensayos realizados con corriente 21 kA / 52,5 kA				
# Valor s3lo v3lido para $t_k = 1 \text{ s}$				

## CGMCOSMOS-2LP

Celda compacta (RMU) con dos funciones de l3nea y una de protecci3n con fusibles, que incluye tanto las prestaciones de las celdas de l3nea como la de protecci3n, albergadas en una 3nica cuba.

Extensibilidad: derecha, izquierda, ambos lados o ninguna.

- Características eléctricas:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS			L		P	
Tensión asignada*	$U_r$ [kV]		12	24	12	24
Frecuencia asignada	$f_r$ [Hz]		50/60	50/60	50/60	50/60
Corriente asignada						
en barras e interconexión de celdas	$I_r$ [A]		400/630	400/630	400/630	400/630
acometida	$I_r$ [A]		400/630	400/630	-	-
en bajante de transformador	$I_r$ [A]		-	-	200	200
Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial (1 min)						
fase-tierra y entre fases	$U_d$ [kV]		28	50	28	50
distancia de seccionamiento	$U_d$ [kV]		32	60	32	60
Tensión soportada asignada a impulso de tipo rayo						
fase-tierra y entre fases	$U_p$ [kV]		75	125	75	125
distancia de seccionamiento	$U_p$ [kV]		85	145	85	145
Clasificación arco interno	IAC AFL		16 kA 1 s / 20** kA 1 s			
Grado de protección	IP		IP33 + IPX7			

Interruptor-Sectionador s/ IEC 60265-1 + IEC 62271-102			L		P	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)						
Valor $t_k = 1 \text{ s o } 3 \text{ s}$	$I_k$	[kA]	16/20**/25#	16/20**	16/20**/25#	16/20**
Valor de cresta	$I_p$	[kA]	40/52**/62,5#	40/52**	40/52**/62,5#	40/52**
Poder de corte asignado de corriente principalmente activa	$I_l$	[A]	400/630		200	
Poder de corte asignado de cables en vacío	$I_{da}$	[A]	50/1,5		-	-
Poder de corte asignado de bucle cerrado	$I_{2a}$	[A]	400/630		-	-
Poder de corte asignado en caso de defecto a tierra	$I_{6a}$	[A]	300		-	-
Poder de corte asignado de cables/líneas en vacío en caso de defecto a tierra	$I_{6b}$	[A]	100		-	-
Poder de cierre del interruptor principal (valor de cresta)	$I_{ma}$	[kA]	40/52**/62,5#	40/52**	40/52**/62,5#	40/52**
Categoría del interruptor						
Endurancia mecánica			1000-M1 (manual) / 5000-M2 (motor)			
Ciclos de maniobras (cierres cc)- clase			5-E3			
Corriente de intersección combinado interruptor-relé (ekorRPT)						
$I_{m\max}$ de corte s/ TD <sub>to</sub> IEC 62271-105	[A]	-	-	1250	1250	
Corriente de transición combinado interruptor-fusible						
$I_{m\max}$ de corte s/ TD <sub>transfer</sub> IEC 62271-105	[A]	-	-	1500	1300	

Seccionador de Puesta a Tierra s/ IEC 62271-102			L		P	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito de tierras)						
Valor $t_k = 1$ s o 3 s	$I_k$	[kA]	16/20**/25#	16/20**	1/3	
Valor de cresta	$I_p$	[kA]	40/52**/62,5#	40/52**	2,5/7,5	
Poder de cierre del Seccionador de Puesta a Tierra (valor de cresta)	$I_{ma}$	[kA]	40/52**/62,5#	40/52**	2,5/7,5	
Categoría del Seccionador de Puesta a Tierra						
Endurancia mecánica (manual)			1000-M0			
Ciclos de maniobras (cierres cc)- clase			5-E2			

\* También disponible  $U_r = 7,2$  kV bajo pedido

\*\* Ensayos realizados con corriente 21 kA / 52,5 kA

# Valor sólo válido para  $t_k = 1$  s

### 8.8.2.2. Celda de protección.

#### CGMCOSMOS-P.

Celda modular con función de protección con fusibles, provista de un interruptor-seccionador de tres posiciones (conectado, seccionado y puesto a tierra;

antes y después de los fusibles) y protección con fusibles limitadores.

Extensibilidad: derecha, izquierda y ambos lados.

- Características eléctricas:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS				
<b>Tensión asignada*</b>	$U_r$	<b>[kV]</b>	12	24
<b>Frecuencia asignada</b>	$f_r$	<b>[Hz]</b>	50/60	50/60
<b>Corriente asignada</b>				
en barras e interconexión de celdas	$I_r$	<b>[A]</b>	400/630	400/630
en bajante de transformador	$I_r$	<b>[A]</b>	200	200
<b>Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial (1 min)</b>				
fase-tierra y entre fases	$U_d$	<b>[kV]</b>	28	50
distancia de seccionamiento	$U_d$	<b>[kV]</b>	32	60
<b>Tensión soportada asignada a impulso de tipo rayo</b>				
fase-tierra y entre fases	$U_p$	<b>[kV]</b>	75	125
distancia de seccionamiento	$U_p$	<b>[kV]</b>	85	145
<b>Categoría de arco interno</b>	IAC AFL		16 kA 1 s / 20** kA 1 s	
<b>Grado de protección</b>	IP		IP33 + IPX7	

Interrupor-Seccionador s/ IEC 60265-1 + IEC 62271-102				
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)				
Valor $t_k = 1 \text{ s o } 3 \text{ s}$	$I_k$	[kA]	16/20**/25#	16/20**
Valor de cresta	$I_p$	[kA]	40/52**/62,5#	40/52**
Poder de corte asignado de corriente principalmente activa	$I_1$	[A]	200	
Poder de cierre del interruptor principal (valor de cresta)	$I_{ma}$	[kA]	40/52**/62,5#	40/52**
Categoría del interruptor				
Endurancia mecánica			1000-M1 (manual) 5000-M2 (motor)	
Ciclos de maniobras (cierres cc)- clase			5-E3	
Corriente de intersección combinado interruptor-relé (ekorRPT)				
$I_{m\acute{a}x}$ de corte s/ $TD_{ito}$ IEC 62271-105		[A]	1700	1300
Corriente de transición combinado interruptor-fusible				
$I_{m\acute{a}x}$ de corte s/ $TD_{itransfer}$ IEC 62271-105		[A]	2300	1600

<b>Categoría del Seccionador de Puesta a Tierra s/ IEC 62271-102</b>			
<b>Corriente admisible asignada de corta duración (circuito de tierras)</b>			
Valor $t_k = 1 \text{ s o } 3 \text{ s}$	$I_k$	[kA]	1/3
Valor de cresta	$I_p$	[kA]	2,5/7,5
<b>Poder de cierre del Seccionador de Puesta a Tierra (valor de cresta)</b>	$I_{ma}$	[kA]	2,5/7,5
<b>Categoría del Seccionador de Puesta a Tierra</b>			
Endurancia mecánica (manual)			1000-M0
Ciclos de maniobras (cierres cc)- clase			5-E2
* También disponible $U_r = 7,2 \text{ kV}$ bajo pedido			
** Ensayos realizados con corriente 21 kA / 52,5 kA			
# Valor sólo válido para $t_k = 1 \text{ s}$			

### 8.8.2.3. Celda de medida.

No procede.

### 8.8.2.4. Celda del transformador.

Transformador ORMAZABAL de 400 KVA y 24 KV de nivel de aislamiento que cumple las siguientes características:

- Transformador trifásico, 50 Hz para instalación en interior o exterior.
- Herméticos de llenado integral.
- Sumergidos en Aceite mineral de acuerdo a la norma IEC 60296.
- Refrigeración ONAN.
- Color azul oscuro, de acuerdo a la norma UNE 21428.

### 8.8.3. Características del material vario de alta tensión.

El material vario del Centro de Transformación es aquel que, aunque forma parte del conjunto del mismo, no se ha descrito en las características de la celda ni en las características de la aparamenta.

#### 8.8.3.1. Embarrado general.

El embarrado conecta los pasatapas monofásicos del exterior de la celda con los elementos de corte de su interior.

La unión eléctrica entre los diferentes módulos del sistema CGMCOSMOS se realiza mediante el conjunto ORMALINK, patentando en 1991 por Ormazabal.

Las celdas extensibles disponen de tulipas (pasatapas hembras laterales), que facilitan la conexión entre sus embarrados principales. Ormazabal ha desarrollado una variante de ORMALINK que incorpora salida capacitiva para la indicación de presencia de tensión en barras.

#### **8.8.3.2. Piezas de conexión.**

Las interconexiones se hacen directas con cable de MT y BT.

La conexión de los cables aislados de Media Tensión procedentes del exterior se realiza mediante pasatapas que admiten conectores enchufables o atornillables aislados con o sin pantallas equipotenciales.

#### **8.8.3.3. Aisladores de apoyo.**

No procede.

#### **8.8.3.4. Aisladores de paso.**

No procede.

### **8.9. Medida de la energía eléctrica.**

No procede ya que al ser centros de tipo compañía no se efectúan medidas de energía eléctrica.

### **8.10. Puesta a tierra.**

Para la puesta a tierra se tendrá en cuenta las prescripciones generales de seguridad de la instrucción técnica complementaria MIE-RAT 13.

#### **8.10.1. Tierra de protección.**

Se pondrán a tierra las partes metálicas de una instalación que no estén en tensión normalmente pero que puedan estarlo a consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas o sobretensiones.

Salvo las excepciones señaladas en los apartados que se citan, se pondrán a tierra los siguientes elementos:

- Los chasis y bastidores de aparatos de maniobra.
- Los envoltentes de los conjuntos de armarios metálicos.
- Las puertas metálicas de los locales.
- Las vallas y cercas metálicas.



- Las columnas, soportes, pórticos, etc.
- Las estructuras y armaduras metálicas de los edificios que contengan instalaciones de alta tensión.
- Los blindajes metálicos de los cables.
- Las carcasas de transformadores, generadores, motores, y otras máquinas.
- Hilos de guarda o cables de tierra de las líneas aéreas.

La tierra interior de protección se realizará con cable de cobre desnudo formando un anillo, y conectará a tierra los elementos descritos anteriormente. Se empleará cable de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup> de sección, especificado en la NI 54.10.01 "Conductores desnudos de cobre para líneas eléctricas aéreas y subestaciones de alta tensión".

#### **8.10.2. Tierra de servicio.**

Se conectarán a tierra los elementos de la instalación necesarios y entre ellos:

- Los neutros de los transformadores, que lo precisen en instalaciones o redes con neutro a tierra de forma directa o a través de resistencias o bobinas.
- El neutro de los alternadores y otros aparatos o equipos que lo precisen.
- Los circuitos de baja tensión de los transformadores de medida.
- Los limitadores, descargadores, autoválvulas, pararrayos para eliminación de sobretensiones o descargas atmosféricas.
- Los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra.

El sistema de tierras estará constituido exclusivamente de cobre, empleándose cable de cobre aislado de 50 mm<sup>2</sup> de sección, tipo DN-RA con una tensión asignada de 0,6/1kV, (especificado en la norma NI 56.31.71 "Cable unipolar DN-RA con conductor de cobre para redes subterráneas de baja tensión 0,6/1 kV"), y picas cilíndricas de acero-cobre de 14 mm de diámetro y 2 m de longitud. La tierra interior de servicio hasta la primer pica se realizará con cable de 50 mm<sup>2</sup> de cobre aislado 0,6/1 kV.

#### **8.11. Cuadro general de B.T. Justificación y diseño.**

##### Centro de transformación y reparto tipo PFU-5 de Ormazabal.

Cuadro de baja tensión ORMAZABAL CBTO-C de hasta ocho salidas para redes de distribución pública de baja tensión y uso en el interior de centro de transformación.



Características eléctricas:

- Tensión asignada 440 V.
- Intensidad asignada 1600 A.
- Tensión soportada a frecuencia industrial 2.5 kV (partes activas) y 10 kV (partes activas – masa).
- Tensión soportada a impulso tipo rayo 20 kV.
- Intensidad de cortocircuito 25 kA/1s.
- Grado de protección IP 2X, IK 08.

Centro de transformación tipo miniBLOK 24 de Ormazabal.

Cuadro de Baja Tensión de 4 salidas, con unidad de control y protección, así como acometida auxiliar de socorro.

Características eléctricas:

- Tensión asignada (V) 440
- Intensidad asignada (A) 1000
- Intensidad asignada (A)/ nº salidas 400 / 4

## **8.12. Instalaciones secundarias.**

### **8.12.1. Alumbrado.**

Al tratar con centros de transformación de tipo prefabricado irán dotados de circuito de alumbrado y servicios auxiliares.

### **8.12.2. Baterías de condensadores.**

No se prevén baterías de condensadores.

### **8.12.3. Protección contra incendios.**

Centro de transformación y reparto tipo PFU-5 de Ormazabal.

Este centro de transformación cuenta con la siguiente protección contra incendios:

- Foso de recogida de dieléctrico líquido, con revestimiento resistente y estanco, diseñados y dimensionados teniendo en cuenta el volumen de dieléctrico líquido que puedan recibir.

- Elementos de protección cortafuegos adicionales: lecho de guijarros sobre el foso de recogida de dieléctrico.

#### Centro de transformación tipo miniBLOK 24 de Ormazabal.

Este tipo de centro de transformación cuenta con la siguiente protección contra incendios:

- Baja carga térmica de los dieléctricos: menor volumen que en otras soluciones de mercado.
- Aislamientos ignífugos.
- Protección de equipos que limita el riesgo de incendio de sus dieléctricos líquidos.
- Protección permanente frente a eventuales derrames de dieléctrico líquido debido a la disposición de fosos de recogida de aceite, con revestimiento resistente y estanco.

#### **8.12.4. Ventilación.**

La ventilación de los centros de transformación debe cumplir lo establecido en la instrucción complementaria MIE-RAT 14. En nuestro caso al ser centros de transformación prefabricados vienen calculados y ensayados con las siguientes características:

- Por circulación natural de aire, clase 10, a través de dos rejillas de entrada instaladas en las paredes de la envolvente y una salida perimetral superior.
- Ensayos y modelización de ventilación natural con transformadores Ormazabal, para la optimización de la vida útil de los mismos.

#### **8.12.5. Medidas de seguridad.**

No será posible acceder a las zonas normalmente en tensión, si éstas no han sido puestas a tierra. Por ello, el sistema de enclavamientos interno de las celdas debe afectar al mando del aparato principal, del seccionador de puesta a tierra y a las tapas de acceso a los cables.

Las celdas de entrada y salida serán con aislamiento integral y corte en gas, y las conexiones entre sus embarrados deberán ser apantalladas, consiguiendo con ello la insensibilidad a los agentes externos, y evitando de esta forma la pérdida del suministro en los Centros de Transformación interconectados con éste, incluso en el eventual caso de inundación del Centro de Transformación.

Las bornas de conexión de cables y fusibles serán fácilmente accesibles a los operarios de forma que, en las operaciones de mantenimiento, la posición de trabajo normal no carezca de visibilidad sobre estas zonas.

Los mandos de la aparamenta estarán situados frente al operario en el momento de realizar la operación, y el diseño de la aparamenta protegerá al operario de la salida de gases en caso de un eventual arco interno.

El diseño de las celdas impedirá la incidencia de los gases de escape, producidos en el caso de un arco interno, sobre los cables de MT y BT. Por ello, esta salida de gases no debe estar enfocada en ningún caso hacia el foso de cables.

Para el centro de transformación de tipo mimiBLOK-24 tendremos las siguientes medidas de seguridad.

No será posible acceder a las zonas normalmente en tensión, si éstas no han sido puestas a tierra. Por ello, el sistema de enclavamientos interno de las celdas debe afectar al mando del aparato principal, del seccionador de puesta a tierra y a las tapas de acceso a los cables.

Las celdas de entrada y salida serán con aislamiento integral y corte en gas, y las conexiones entre sus embarrados deberán ser apantalladas, consiguiendo con ello la insensibilidad a los agentes externos, y evitando de esta forma la pérdida del suministro en los Centros de Transformación interconectados con éste, incluso en el eventual caso de inundación del Centro de Transformación.

Las bornas de conexión de cables y fusibles serán fácilmente accesibles a los operarios de forma que, en las operaciones de mantenimiento, la posición de trabajo normal no carezca de visibilidad sobre estas zonas.

Los mandos de la aparamenta estarán situados frente al operario en el momento de realizar la operación, y el diseño de la aparamenta protegerá al operario de la salida de gases en caso de un eventual arco interno.

El diseño de las celdas impedirá la incidencia de los gases de escape, producidos en el caso de un arco interno, sobre los cables de MT y BT. Por ello, esta salida de gases no debe estar enfocada en ningún caso hacia el foso de cables.

## **9. Descripción de obra civil.**

Se procede a describir los distintos tipos de soterramiento de cables contemplados en el presente proyecto.

### **Directamente enterrados.**

La profundidad, hasta la parte inferior del cable, será de 0.70 metros.

Para conseguir que el cable quede correctamente instalado sin haber recibido daño alguno, y que ofrezca seguridad frente a excavaciones hechas por terceros, en la instalación de los cables se seguirán las instrucciones descritas a continuación:

- El lecho de la zanja que va a recibir el cable será liso y estará libre de aristas vivas, cantos, piedras, etc. En el mismo se dispondrá una capa de arena de mina o de río lavada, de espesor mínimo 0,05 m sobre la que se colocará el cable. Por encima del

cable irá otra capa de arena o tierra cribada de unos 0,10 m de espesor. Ambas capas cubrirán la anchura total de la zanja, la cual será suficiente para mantener 0,05 m entre los cables y las paredes laterales.

- Por encima de la arena todos los cables deberán tener una protección mecánica, como por ejemplo, losetas de hormigón, placas protectoras de plástico, ladrillos o rasillas colocadas transversalmente. Podrá admitirse el empleo de otras protecciones mecánicas equivalentes. Se colocará también una cinta de señalización que advierta de la existencia del cable eléctrico de baja tensión. Su distancia mínima al suelo será de 0,10 m, y a la parte superior del cable de 0,25m.

- Se admitirá también la colocación de placas con la doble misión de protección mecánica y de señalización.

#### En canalizaciones entubadas.

Serán conformes con las especificaciones del apartado 1.2.4. de la ITC-BT-21 del reglamento electrotécnico de baja tensión. No se instalará más de un circuito por tubo.

Se evitarán, en lo posible, los cambios de dirección de los tubos. En los puntos donde se produzcan y para facilitar la manipulación de los cables, se dispondrán arquetas con tapa, registrables o no.

Para facilitar el tendido de los cables, en los tramos rectos se instalarán arquetas intermedias, registrables, ciegas o simplemente calas de tiro, como máximo cada 40 m. Esta distancia podrá variarse de forma razonable, en función de derivaciones, cruces u otros condicionantes viarios. A la entrada en las arquetas, los tubos deberán quedar debidamente sellados en sus extremos para evitar la entrada de roedores.

**CÁLCULOS**

**JUSTIFICATIVOS**

## 1. Red de Baja Tensión.

Descripción genérica de las instalaciones, uso y potencia:

### Parcelas con Electrificación Elevada:

Parcela	Electrificación	Potencia (KW)
1	EE	101,2
4	EE	184
5	EE	220,8
6-A	EE	156,4
6-B	EE	128,8
7	EE	294,4
8	EE	220,8
9	EE	211,6
TOTAL		1518 KW

### Parcelas con Electrificación Básica:

Parcela	Electrificación	Potencia (KW)
2	EB	546,25
3	EB	557,75
TOTAL		1104 KW

### Escaleras edificios:

Consideramos una potencia para los Servicios Generales (donde incluye el ascensor y alumbrado de las mismas) de 7,95; teniendo en cuenta que hay dos edificios y cada uno de ellos consta de 9 escaleras, la potencia total es de 71,55 KW.

### Zonas Verdes:

P= 100 KW cada 30 m<sup>2</sup> teniendo en cuenta el factor de corrección de 1,8.

#### **-Zona 1 EL:**

$$\text{Área} = 3814,87 \text{ m}^2$$

$$P_{EL1} = \frac{38414,87}{30} \cdot 100 \cdot 1,8 = 22,88 \text{ KW}$$

**-Zona 2 EL:**

$$\text{Área} = 3480,39 \text{ m}^2$$

$$P_{EL1} = \frac{3480,39}{30} \cdot 100 \cdot 1,8 = 20,88 \text{ KW}$$

**-Zona 3 EL:**

$$\text{Área} = 3480,39 \text{ m}^2$$

$$P_{EL1} = \frac{3480,39}{30} \cdot 100 \cdot 1,8 = 11,61 \text{ KW}$$

**-Zona 4 EL:**

$$\text{Área} = 1935,31 \text{ m}^2$$

$$P_{EL1} = \frac{1935,31}{30} \cdot 100 \cdot 1,8 = 12,56 \text{ KW}$$

### **Parcela Equipamiento Educativo:**

$$P = 5 \text{ W/m}^2; \text{Área: } 15071,056 \text{ m}^2$$

$$P_{E.E.} = 15071,056 \cdot 5 = 75,355 \text{ KW}$$

### **Parcela Equipamiento Social:**

$$P = 10 \text{ W/m}^2; \text{Área: } 4351,0945 \text{ m}^2$$

$$P_{E.E.} = 4351,0945 \cdot 10 = 43,5109 \text{ KW}$$

### **Alumbrado Viales:**

$$P = 20 \text{ KW/ud. (Dos Centros de Mando)}$$

$$P_{\text{Alumbrado}} = 2 \cdot 20 = 40 \text{ KW}$$

### **Garajes:**

Para el cálculo de la potencia en los garajes hay que tener en cuenta las siguientes consideraciones:

-Sistema de Ventilación Forzada.

-Alimentación en dos fases.

-Se considera un 80% del área total y una previsión de  $20 \text{ W/m}^2$

#### **-Garaje parcela 2:**

$$\text{Área} = 4067,45 \text{ m}^2$$

$$\text{Área útil} = 0,8 \cdot 4067,45 = 3253,93 \text{ m}^2$$

Potencia del garaje de la parcela 2:

$$P_{\text{garaje2}} = 3253,93 \text{ m}^2 \cdot 20 \text{ W/m}^2 = 65,079 \text{ KW}$$

#### **-Garaje parcela 3:**

$$\text{Área} = 4178,446 \text{ m}^2$$

$$\text{Área útil} = 0,8 \cdot 4178,446 = 3342,757 \text{ m}^2$$

Potencia del garaje de la parcela 2:

$$P_{\text{garaje2}} = 3342,757 \text{ m}^2 \cdot 20 \text{ W/m}^2 = 66,855 \text{ KW}$$

Por lo que la potencia total de la red de B.T será de 3052,28 KW sin aplicar ningún coeficiente de corrección.



## 1.1.- Centro de transformación 1:

### 1.1.1- Anillo 1.

#### 1.1.1.1.- Previsión de potencia.

Tramo	Electrificación	Cargas	Longitud (m)	Potencia Total (KW)
CT1-CGP1	E.B	11 Abonados + Garaje + 7,95.	38,23	143,854
CGP1- CGP2	E.E.	2 Abonados	109,99	18,4
CGP2- CGP3	E.E.	2 Abonados	19,36	18,4
CGP3- CGP4	E.E.	2 Abonados	38,57	18,4
CGP4- CGP5	E.E.	2 Abonados	60,513	18,4
CGP5- CGP6	E.E.	2 Abonados	19,082	18,4
CGP6- CGP7	E.E.	2 Abonados	19,36	18,4
CGP7- CGP8	E.B.	11 Abonados + 7,95	49,09	71,2

#### -Cálculo del punto de mínima tensión:

$$p.m.t. = \frac{\sum L \cdot P}{\sum P_t}$$

$$\sum P = 316,25 \text{ KW.}$$

$$\sum (P \cdot L) = 5403,378 \text{ KW} \cdot \text{m.}$$

$$p.m.t. = 171,32 \text{ m}$$

El punto de mínima tensión se encuentra situado entre la C.G.P. 3 y la C.G.P. 4, a una distancia del Centro de Transformación de 171,32 m.

#### 1.1.1.2- Intensidad.

**Línea 1: CT 1 –C.G.P. 3**

A partir de la Intensidad de corriente en el punto más desfavorable, situado en la C.G.P.1. Teniendo en cuenta los coeficientes de simultaneidad del REBT (ITC- BT 10), sin aplicar coeficiente de dúplex.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\theta}$$

-Distribución de potencias:

- Potencia en el punto C.G.P. 3.

$$P_{C.G.P.3} = 2 EE = 2 \cdot 9.2 \text{ KW} = 18,4 \text{ KW}.$$

- Potencia en el punto C.G.P. 2.

$$P_{C.G.P.2} = 4 EE = 2 \cdot 9,2 \text{ KW} = 36,8 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.1.

$$P_M = \frac{(4 \cdot 9,2) + (11 \cdot 5,75)}{15} = 6,67 \text{ KW}$$

$$P_{C.G.P.1} = (P_m \cdot C.S.) + P_{\text{garaje}} + 7,95 = (11,9 \cdot 6,67) + 65,079 + 7,95 = 152,402 \text{ KW}.$$

$$I = \frac{152,402 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,9}$$

$$I = 244,41 \text{ A}$$

**-Comprobación de la Intensidad Máxima Admisible por Criterio de Calentamiento:**

$$I_{\text{máx}} = 244,41 \text{ A}$$

Para entrar en las tablas del fabricante necesitamos tener en cuenta un factor de corrección debido al agrupamiento de circuitos, ya que los demás factores son iguales a los factores tipo.

La tabla de la casa de Prysmian es la siguiente:

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**




Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

Tomamos el valor de 0,74  $\rightarrow$  4 circuitos agrupados a 200 mm de distancia.

$$I_{\text{Tablas}} = \frac{I}{K} = \frac{244,41}{0,74} = 330,28 \text{ (A)}$$

Con este valor entramos a la tabla de Prysmian correspondiente a los valores máximos admisibles de intensidad:

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390

Podemos ver claramente que para 330,28 es posible escoger una sección de 240 mm<sup>2</sup>, por lo tanto escogeremos ese valor de sección:

$$S = 240 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{\text{adm}} = 340 \cdot 0,74 = 251,6 \text{ (A)} > I_{\text{nom}} = 244,41 \text{ (A)}$$

Por consiguiente procedemos al cálculo del fusible, para lo cual utilizaremos las tablas del proyecto tipo de IBERDROLA MT 2.51.01:

Cable	In (A)
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	160
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	200
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	250
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	315

Protección contra cortocircuitos:

Cable	Intensidad nominal de fusible					
	100	125	160	200	250	315
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	190	155	115			
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	-	605	455	345	260	195
Longitudes en metros <sup>(1)</sup>						

Nuestra selección de cable queda:

-Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 250A > 244,41 A

-Longitud protegida por cortocircuito 260 m > 167,58 m

### Línea 2: CT 1 –C.G.P. 4

A partir de la Intensidad de corriente en el punto más desfavorable , situado en la C.G.8. Teniendo en cuenta los coeficientes de simultaneidad del REBT (ITC- BT 10) , sin aplicar coeficiente de dúplex.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\theta}$$

-Distribución de potencias:

- Potencia en el punto C.G.P. 4.

$$P_{C.G.P.4} = 1 \text{ EE} = 9,2 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 5.

$$P_{C.G.P.5} = 3 \text{ EE} = 3 \cdot 9,2 \text{ KW} = 27,5 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 6.

$$P_{C.G.P.6} = 5 \text{ EE} = 5 \cdot 9,2 \text{ KW} = 46 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 7.

$$P_{C.G.P.7} = 7 \text{ EE} = 7 \cdot 9,2 \text{ KW} = 64,4 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.8.

$$P_M = \frac{(7 \cdot 9,2) + (11 \cdot 5,75)}{18} = 7,09 \text{ KW}$$

$$P_{C.G.P.8} = (P_m \cdot C.S.) + P_{garaje} + 7,95 = (7,09 \cdot 13,7) + 7,95 = 105,083 \text{ KW.}$$

$$I = \frac{105,083 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,9}$$

$$I = 168,52 \text{ A}$$

#### -Comprobación de la Intensidad Máxima Admisible por Criterio de Calentamiento:

$$I_{\text{máx}} = 168,52 \text{ A}$$

Para entrar en las tablas del fabricante necesitamos tener en cuenta un factor de corrección debido al agrupamiento de circuitos, ya que los demás factores son iguales a los factores tipo. La tabla de la casa de Prysmian es la siguiente:

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**

**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**




Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

Tomamos el valor de 0,74  $\rightarrow$  4 circuitos agrupados a 200 mm de distancia.

$$I_{\text{Tablas}} = \frac{I}{K} = \frac{168,52}{0,74} = 227,74 \text{ (A)}$$

Con este valor entramos a la tabla de Prysmian correspondiente a los valores máximos admisibles de intensidad:

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390

Podemos ver claramente que para 227,74 es posible escoger una sección de 150 mm<sup>2</sup>, por lo tanto escogeremos ese valor de sección:

$$S = 150\text{mm}^2 \rightarrow I_{\text{adm}} = 260 \cdot 0,74 = 192,4 \text{ (A)} > I_{\text{nom}} = 168,52 \text{ (A)}$$

Por consiguiente procedemos al cálculo del fusible, para lo cual utilizaremos las tablas del proyecto tipo de IBERDROLA MT 2.51.01:

Cable	In (A)
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	160
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	200
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	250
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	315

Protección contra cortocircuitos:

Cable	Intensidad nominal de fusible					
	100	125	160	200	250	315
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	190	155	115			
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	-	605	455	345	260	195
Longitudes en metros <sup>(1)</sup>						

Al final tenemos que coger el cable con sección de 240 mm<sup>2</sup> ya que la longitud que debe de proteger es mayor a 165 m.

Nuestra selección de cable queda:

-Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 200A >168,52A

-Longitud protegida por cortocircuito 345 m > 247,38 m

Según la normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo debe de ser igual para las dos ramas, por tanto:

<b>Línea 1:</b>
-Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al
-Fusible 250A > 244,41 A
-Longitud protegida por cortocircuito 260 m > 167,58 m
<b>Línea 2:</b>
Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al
-Fusible 200A > 168,52A
-Longitud protegida por cortocircuito 345 m > 247,38 m

#### 1.1.1.3.- Caídas de tensión.

Para que la sección sea válida es necesario que la caída de tensión de cada una de las ramas sea menos que el 5 %.

$$\Delta U\% = \frac{W \cdot L}{10 \cdot U^2} \cdot (R + X \cdot \tan\theta)$$

Donde:

$$\Delta U\% = W \cdot L \cdot K$$

Siendo:

$$K = \frac{R + X \cdot \tan\theta}{10 \cdot U^2}$$

En esta tabla tenemos el valor de la resistencia y de la impedancia para un valor determinado de sección del conductor:

<b>Sección de fase en mm<sup>2</sup></b>	<b>R - 20° en Ω/km</b>	<b>X en Ω/km</b>
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

En nuestro caso, como hemos seleccionado una sección de 240 mm<sup>2</sup>, los valores de resistencia e impedancia son los siguientes:

$$R = 0,125 \, \Omega / Km$$

$$X = 0,070 \, \Omega / Km$$

$$K = \frac{0,125 + 0,07 \cdot 0,484}{10 \cdot 0,4^2} = 0,0993$$

Tramo	Potencia(KW)	Longitud(m)	$\Delta U\%$	$\Delta U\%$ Acumu.
<b>CT1-CGP1</b>	152,402	38,23	0,578	0,578
<b>CGP1-CGP2</b>	36,8	109,99	0,402	0,98
<b>CGP2-CGP3</b>	18,4	19,36	0,035	1,015

$\Delta U\% = 1,015\% < 5\%$  Válido por Caída de Tensión

Tramo	Potencia(KW)	Longitud(m)	$\Delta U\%$	$\Delta U\%$ Acumu.
<b>CT1-CGP8</b>	105,083	99,338	1,043	1,043
<b>CGP8-CGP7</b>	64,4	49,09	0,316	1,359
<b>CGP7-CGP6</b>	46	19,36	0,089	1,448
<b>CGP6-CGP5</b>	27,5	19,08	0,052	1,5
<b>CGP5-CGP4</b>	9,2	60,51	0,055	1,555

$\Delta U\% = 1,555\% < 5\%$  Válido por Caída de Tensión

## 1.1.2- Anillo 2.

### 1.1.2.1.- Previsión de potencia.

Tramo	Electrificación	Cargas	Longitud (m)	Potencia Total (KW)
CT1-CGP9	E.B	11 Abonados + Jardin +7,95.	47,92	82,64
CGP9-CGP10	E.B.	10 Abonados + 7,95	59,58	65,45



CGP10- CGP11	E.B.	10 Abonados + 7,95	28,25	65,45
CGP11- CGP12	E.B.	10 Abonados + 7,95	13,94	65,45
CGP12- CGP13	E.B.	10 Abonados + 7,95	28,625	65,45
CGP13- CGP14	E.B.	11 Abonados + 7,95	60,62	71,2
CGP14- CGP15	E.B.	11 Abonados + 7,95	43,76	71,2

**-Cálculo del punto de mínima tensión:**

$$p.m.t. = \frac{\sum L \cdot P}{\sum P_t}$$

$$\sum P = 488,12 \text{ KW.}$$

$$\sum (P \times L) = 78538,97 \text{ KW} \cdot \text{m.}$$

$$p.m.t. = 160,9 \text{ m}$$

El punto de mínima tensión se encuentra situado entre la C.G.P. 12 y la C.G.P.13, a una distancia del Centro de Transformación de 160,9 m.

#### 1.1.2.2- Intensidad.

##### Línea 1: CT 1 –C.G.P. 15

A partir de la Intensidad de corriente en el punto más desfavorable, situado en la C.G.P.9. Teniendo en cuenta los coeficientes de simultaneidad del REBT (ITC- BT 10), sin aplicar coeficiente de dúplex.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\theta}$$

-Distribución de potencias:

- Potencia en el punto C.G.P. 12.

$$P_M = \frac{(10 \cdot 5,75)}{10} = 5,75 \text{ KW}$$

$$P_{C.G.P.12} = (P_m \cdot C.S.) + 7,95 = (5,75 \cdot 8,5) + 7,95 = 56,83 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 11.

$$P_M = \frac{(20 \cdot 5,75)}{20} = 5,75 \text{ KW}$$

$$P_{C.G.P.11} = (P_m \cdot C.S.) + 7,95 \cdot 2 = (5,75 \cdot 14,8) + 7,95 \cdot 2 = 101 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.10.

$$P_M = \frac{(30 \cdot 5,75)}{30} = 5,75 \text{ KW}$$

$$P_{C.G.P.10} = (P_m \cdot C.S.) + 7,95 \cdot 3 = (5,75 \cdot 19,8) + 7,95 \cdot 3 = 137,7 \text{ KW}.$$

- Potencia en el punto C.G.P.9.

$$P_M = \frac{(41 \cdot 5,75)}{41} = 5,75 \text{ KW}$$

$$P_{C.G.P.9} = (P_m \cdot C.S.) + 7,95 \cdot 4 = (5,75 \cdot 25,3) + 7,95 \cdot 4 = 189,99 \text{ KW}.$$

$$I = \frac{189,99 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,9}$$

$$I = 304,69 \text{ A}$$

#### **-Comprobación de la Intensidad Máxima Admisible por Criterio de Calentamiento:**

$$I_{\text{máx}} = 304,69 \text{ A}$$

Para entrar en las tablas del fabricante necesitamos tener en cuenta un factor de corrección debido al agrupamiento de circuitos, ya que los demás factores son iguales a los factores tipo.

La tabla de la casa de Prysmian es la siguiente:

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**




Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

Tomamos el valor de 0,94 → 2 circuitos agrupados a 600 mm de distancia.

$$I_{\text{Tablas}} = \frac{I}{K} = \frac{304,69}{0,94} = 324,14 \text{ (A)}$$

Con este valor entramos a la tabla de Prysmian correspondiente a los valores máximos admisibles de intensidad:

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390

Podemos ver claramente que para 324,14 es posible escoger una sección de 240 mm<sup>2</sup>, por lo tanto escogeremos ese valor de sección:

$$S = 240 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{\text{adm}} = 340 \cdot 0,94 = 319,6 \text{ (A)} > I_{\text{nom}} = 304,69 \text{ (A)}$$

Por consiguiente procedemos al cálculo del fusible, para lo cual utilizaremos las tablas del proyecto tipo de IBERDROLA MT 2.51.01:

Cable	In (A)
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	160
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	200
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	250
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	315

Protección contra cortocircuitos:

Cable	Intensidad nominal de fusible					
	100	125	160	200	250	315
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	190	155	115			
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	-	605	455	345	260	195
	Longitudes en metros <sup>(1)</sup>					

Nuestra selección de cable queda:

-Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 315A > 304,69 A

-Longitud protegida por cortocircuito 195 m > 149,69 m

### Línea 2: CT 1 –C.G.P. 13

A partir de la Intensidad de corriente en el punto más desfavorable , situado en la C.G.P.15. Teniendo en cuenta los coeficientes de simultaneidad del REBT (ITC- BT 10) , sin aplicar coeficiente de dúplex.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\theta}$$

-Distribución de potencias:

- Potencia en el punto C.G.P. 13.

$$P_M = \frac{(10 \cdot 5,75)}{10} = 5,75 \text{ KW}$$

$$P_{C.G.P.13} = (P_m \cdot C.S.) + 7,95 = (5,75 \cdot 8,5) + 7,95 = 56,825 \text{ KW.}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 14.

$$P_M = \frac{(21 \cdot 5,75)}{21} = 5,75 \text{ KW}$$

$$P_{C.G.P.14} = (P_m \cdot C.S.) + 7,95 \cdot 2 = (5,75 \cdot 15,3) + 7,95 \cdot 2 = 103,875 \text{ KW.}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 15.

$$P_M = \frac{(32 \cdot 5,75)}{32} = 5,75 \text{ KW}$$

$$P_{C.G.P.15} = (P_m \cdot C.S.) + 7,95 \cdot 3 = (5,75 \cdot 20,8) + 7,95 \cdot 3 = 143,45 \text{ KW.}$$

$$I = \frac{143,45 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,9}$$

$$I = 230,05 \text{ A}$$

#### -Comprobación de la Intensidad Máxima Admisible por Criterio de Calentamiento:

$$I_{\text{máx}} = 230,05 \text{ A}$$

Para entrar en las tablas del fabricante necesitamos tener en cuenta un factor de corrección debido al agrupamiento de circuitos, ya que los demás factores son iguales a los factores tipo. La tabla de la casa de Prysmian es la siguiente:

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**




Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

Tomamos el valor de 0,94  $\rightarrow$  2 circuitos agrupados a 600 mm de distancia.

$$I_{\text{Tablas}} = \frac{I}{K} = \frac{230,05}{0,94} = 244,73 \text{ (A)}$$

Con este valor entramos a la tabla de Prysmian correspondiente a los valores máximos admisibles de intensidad:

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390

Podemos ver claramente que para 244,73 es posible escoger una sección de 240 mm<sup>2</sup>, por lo tanto escogeremos ese valor de sección:

$$S = 240 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{\text{adm}} = 340 \cdot 0,94 = 319,6 \text{ (A)} > I_{\text{nom}} = 244,73 \text{ (A)}$$

Por consiguiente procedemos al cálculo del fusible, para lo cual utilizaremos las tablas del proyecto tipo de IBERDROLA MT 2.51.01:

Cable	In (A)
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	160
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	200
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	250
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	315

Protección contra cortocircuitos:

Cable	Intensidad nominal de fusible					
	100	125	160	200	250	315
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	190	155	115			
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	-	605	455	345	260	195
Longitudes en metros (1)						

Al final tenemos que coger el cable con sección de 240 mm<sup>2</sup> ya que la longitud que debe de proteger es mayor a 124,44 m.

Nuestra selección de cable queda:

-Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 315A > 244,73 A

-Longitud protegida por cortocircuito 195 m > 124,44 m

Según la normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo debe de ser igual para las dos ramas, por tanto:

**Línea 1:**

-Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 315A > 304,69 A

-Longitud protegida por cortocircuito 195 m > 149,69 m

**Línea 2:**

Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 315 A > 244,73A

-Longitud protegida por cortocircuito 195 m > 124,44 m

**1.1.2.3.- Caídas de tensión.**

Para que la sección sea válida es necesario que la caída de tensión de cada una de las ramas sea menos que el 5 %.

$$\Delta U\% = \frac{W \cdot L}{10 \cdot U^2} \cdot (R + X \cdot \tan\theta)$$

Donde:

$$\Delta U\% = W \cdot L \cdot K$$

Siendo:

$$K = \frac{R + X \tan \theta}{10 \cdot U^2}$$

En esta tabla tenemos el valor de la resistencia y de la impedancia para un valor determinado de sección del conductor:

Sección de fase en mm <sup>2</sup>	R - 20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

En nuestro caso, como hemos seleccionado una sección de 240 mm<sup>2</sup>, los valores de resistencia e impedancia son los siguientes:

$$R = 0,125 \, \Omega / Km$$

$$X = 0,070 \, \Omega / Km$$

$$K = \frac{0,125 + 0,07 \cdot 0,484}{10 \cdot 0,4^2} = 0,0993$$

Tramo	Potencia(KW)	Longitud(m)	ΔU%	ΔU% Acumu.
CT1-CGP15	143,45	20,06	0,285	0,285
CGP15-CGP14	103,875	43,76	0,451	0,736
CGP14-CGP13	56,825	60,62	0,342	1,078

$$\Delta U\% = 1,078\% < 5\% \text{ Válido por Caída de Tensión}$$

Tramo	Potencia(KW)	Longitud(m)	ΔU%	ΔU%Acumu.
CT1-CGP9	189,99	47,925	0,904	0,904
CGP9-CGP10	137,7	59,58	0,814	1,718
CGP10-CGP11	101	28,25	0,283	2,001
CGP11-CGP12	56,825	13,94	0,00786	2,0796

$$\Delta U\% = 2,0796\% < 5\% \text{ Válido por Caída de Tensión}$$



## 1.2.- Centro de Transformación 2.

### 1.2.1.- Anillo 3.

#### 1.2.1.1.- Previsión de potencia.

Tramo	Electrificación	Cargas	Longitud (m)	Potencia Total (KW)
CT2-CGP1	E.B.	10 Abonados + Jardin + 7,95	11,55	76,89
CGP1-CGP2	E.B.	11 Abonados + 7,95	38,724	71,2
CGP2-CGP3	E.B.	11 Abonados + 7,95	44,935	71,2
CGP3-CGP4	E.B.	11 Abonados + 7,95	26,88	71,2
CGP4-CGP5	E.B.	11 Abonados + 7,95	13,273	71,2
CGP5-CGP6	E.B.	11 Abonados + 7,95	27,22	71,2
CGP6-CGP7	E.B.	11 Abonados + 7,95	47,11	71,2
CGP7-CGP8	E.B.	10 Abonados + 7,95	38,61	65,45

#### -Cálculo del punto de mínima tensión:

$$p.m.t. = \frac{\sum L \cdot P}{\sum P_t}$$

$$\sum P = 569,54 \text{ KW.}$$

$$\sum (P \times L) = 72333,91 \text{ KW} \cdot \text{m.}$$

$$p.m.t. = 127 \text{ m}$$

El punto de mínima tensión se encuentra situado entre la C.G.P. 4 y la C.G.P. 5, a una distancia del Centro de Transformación de 127 m.

#### 1.2.1.2.- Intensidad.

**Línea 1: CT 2 –C.G.P.4**

A partir de la Intensidad de corriente en el punto más desfavorable , situado en la C.G.P.1. Teniendo en cuenta los coeficientes de simultaneidad del REBT (ITC- BT 10) , sin aplicar coeficiente de dúplex.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\theta}$$

-Distribución de potencias:

- Potencia en el punto C.G.P. 4.

$$P_M = \frac{(11 \cdot 5,75)}{11} = 5,75 \text{ KW}$$

$$P_{C.G.P.4} = (P_m \cdot C.S.) + 7,95 = (5,75 \cdot 9,2) + 7,95 = 60,85 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 3.

$$P_M = \frac{(22 \cdot 5,75)}{22} = 5,75 \text{ KW}$$

$$P_{C.G.P.3} = (P_m \cdot C.S.) + 7,95 \cdot 2 = (5,75 \cdot 15,8) + 7,95 \cdot 2 = 106,75 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.2.

$$P_M = \frac{(33 \cdot 5,75)}{33} = 5,75 \text{ KW}$$

$$P_{C.G.P.2} = (P_m \cdot C.S.) + 7,95 \cdot 3 = (5,75 \cdot 22,5) + 7,95 \cdot 3 = 153,225 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.1.

$$P_M = \frac{(43 \cdot 5,75)}{43} = 5,75 \text{ KW}$$

$$P_{C.G.P.1} = (P_m \cdot C.S.) + 7,95 \cdot 4 = (5,75 \cdot 26,3) + 7,95 \cdot 4 = 183,025 \text{ KW}$$

$$I = \frac{183,025 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,9}$$

$$I = 293,52 \text{ A}$$

## -Comprobación de la Intensidad Máxima Admisible por Criterio de Calentamiento:

$$I_{\text{máx}} = 293,52 \text{ A}$$

Para entrar en las tablas del fabricante necesitamos tener en cuenta un factor de corrección debido al agrupamiento de circuitos, ya que los demás factores son iguales a los factores tipo.

La tabla de la casa de Prysmian es la siguiente:

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**




Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

Tomamos el valor de 0,94  $\rightarrow$  2 circuitos agrupados a 600 mm de distancia.

$$I_{\text{Tablas}} = \frac{I}{K} = \frac{293,52}{0,94} = 312,25 \text{ (A)}$$

Con este valor entramos a la tabla de Prysmian correspondiente a los valores máximos admisibles de intensidad:

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390

Podemos ver claramente que para 312,25 (A) es posible escoger una sección de 240 mm<sup>2</sup>, por lo tanto escogeremos ese valor de sección:

$$S = 240 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{\text{adm}} = 340 \cdot 0,94 = 319,6 \text{ (A)} > I_{\text{nom}} = 293,52 \text{ (A)}$$

Por consiguiente procedemos al cálculo del fusible, para lo cual utilizaremos las tablas del proyecto tipo de IBERDROLA MT 2.51.01:

<b>Cable</b>	<b>In (A)</b>
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	160
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	200
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	250
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	315

Protección contra cortocircuitos:

<b>Cable</b>	<b>Intensidad nominal de fusible</b>					
	<b>100</b>	<b>125</b>	<b>160</b>	<b>200</b>	<b>250</b>	<b>315</b>
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	190	155	115			
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	-	605	455	345	260	195
<b>Longitudes en metros (1)</b>						

Nuestra selección de cable queda:

-Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 315 A > 293,52 A

-Longitud protegida por cortocircuito 195 m > 122,089 m

### **Línea 2: CT 2 –C.G.P. 5**

A partir de la Intensidad de corriente en el punto más desfavorable , situado en la C.G.P.8. Teniendo en cuenta los coeficientes de simultaneidad del REBT (ITC- BT 10) , sin aplicar coeficiente de dúplex.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\theta}$$

-Distribución de potencias:

- Potencia en el punto C.G.P. 5.

$$P_M = \frac{(11 \cdot 5,75)}{11} = 5,75 \text{ KW}$$

$$P_{C.G.P.5} = (P_m \cdot C.S.) + 7,95 = (5,75 \cdot 9,2) + 7,95 = 60,95 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 6.

$$P_M = \frac{(22 \cdot 5,75)}{22} = 5,75 \text{ KW}$$

$$P_{C.G.P.6} = (P_m \cdot C.S.) + 7,95 \cdot 2 = (5,75 \cdot 15,8) + 7,95 \cdot 2 = 106,75 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 7.

$$P_M = \frac{(33 \cdot 5,75)}{33} = 5,75 \text{ KW}$$

$$P_{C.G.P.7} = (P_m \cdot C.S.) + 7,95 \cdot 3 = (5,75 \cdot 21,3) + 7,95 \cdot 3 = 146,325 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 8.

$$P_M = \frac{(43 \cdot 5,75)}{43} = 5,75 \text{ KW}$$

$$P_{C.G.P.8} = (P_m \cdot C.S.) + 7,95 \cdot 4 = (5,75 \cdot 26,3) + 7,95 \cdot 4 = 183,025 \text{ KW}$$

$$I = \frac{183,025 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,9}$$

$$I = 293,52 \text{ A}$$

#### **-Comprobación de la Intensidad Máxima Admisible por Criterio de Calentamiento:**

$$I_{\text{máx}} = 293,52 \text{ A}$$

Para entrar en las tablas del fabricante necesitamos tener en cuenta un factor de corrección debido al agrupamiento de circuitos, ya que los demás factores son iguales a los factores tipo. La tabla de la casa de Prysmian es la siguiente:

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**




Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

Tomamos el valor de 0,94 → 2 circuitos agrupados a 600 mm de distancia.

$$I_{\text{Tablas}} = \frac{I}{K} = \frac{293,52}{0,94} = 307,09 \text{ (A)}$$

Con este valor entramos a la tabla de Prysmian correspondiente a los valores máximos admisibles de intensidad:

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390

Podemos ver claramente que para 307,09 A es posible escoger una sección de 240 mm<sup>2</sup>, por lo tanto escogeremos ese valor de sección:

$$S = 240\text{mm}^2 \rightarrow I_{\text{adm}} = 340 \cdot 0,94 = 319,6\text{(A)} > I_{\text{nom}} = 293,52\text{(A)}$$

Por consiguiente procedemos al cálculo del fusible, para lo cual utilizaremos las tablas del proyecto tipo de IBERDROLA MT 2.51.01:

<b>Cable</b>	<b>In (A)</b>
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	160
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	200
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	250
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	315

Protección contra cortocircuitos:

<b>Cable</b>	<b>Intensidad nominal de fusible</b>					
	<b>100</b>	<b>125</b>	<b>160</b>	<b>200</b>	<b>250</b>	<b>315</b>
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	190	155	115			
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	-	605	455	345	260	195
	<b>Longitudes en metros <sup>(1)</sup></b>					

Al final tenemos que coger el cable con sección de 240 mm<sup>2</sup> ya que la longitud que debe de proteger es mayor a 137,66 m.

Nuestra selección de cable queda:

-Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 315 A > 293,52 A

-Longitud protegida por cortocircuito 195 m > 137,66 m

Según la normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo debe de ser igual para las dos ramas, por tanto:

**Línea 1:**

-Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 315A > 293,52 A

-Longitud protegida por cortocircuito 195 m > 122,08m

**Línea 2:**

Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 315 A > 293,52 A

-Longitud protegida por cortocircuito 195 m > 137,66 m

### 1.2.1.3.- Caídas de tensión.

Para que la sección sea válida es necesario que la caída de tensión de cada una de las ramas sea menos que el 5 %.

$$\Delta U\% = \frac{W \cdot L}{10 \cdot U^2} \cdot (R + X \cdot \tan \theta)$$

Donde:

$$\Delta U\% = W \cdot L \cdot K$$

Siendo:

$$K = \frac{R + X \cdot \tan \theta}{10 \cdot U^2}$$

En esta tabla tenemos el valor de la resistencia y de la impedancia para un valor determinado de sección del conductor:

Sección de fase en mm <sup>2</sup>	R - 20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

En nuestro caso, como hemos seleccionado una sección de 240 mm<sup>2</sup>, los valores de resistencia e impedancia son los siguientes:

$$R = 0,125 \, \Omega / Km$$

$$X = 0,070 \, \Omega / Km$$

$$K = \frac{0,125 + 0,07 \cdot 0,484}{10 \cdot 0,4^2} = 0,0993$$

Tramo	Potencia(KW)	Longitud(m)	ΔU%	ΔU%Acumu.
CT2-CGP1	185,9	11,55	0,213	0,213
CGP1-CGP2	153,22	38,724	0,589	0,802
CGP2-CGP3	106,75	44,935	0,476	1,278
CGP3-CGP4	60,85	26,88	0,162	1,44

$$\Delta U\% = 1,44\% < 5\% \quad \text{Válido por Caída de Tensión}$$



Tramo	Potencia(KW)	Longitud(m)	$\Delta U\%$	$\Delta U\% \text{Acumu.}$
CT2-CGP8	180,15	24,715	0,442	0,422
CGP8-CGP7	143,45	38,613	0,55	0,992
CGP7-CGP6	106,75	47,11	0,499	1,491
CGP6-CGP5	60,95	27,22	0,164	1,655

$\Delta U\% = 1,655\% < 5\%$  Válido por Caída de Tensión

#### 1.2.2.- Anillo 4.

##### 1.2.2.1.- Previsión de potencia.

Tramo	Electrificación	Cargas	Longitud (m)	Potencia Total (KW)
CT2-CGP9	E.E	2 Abonados	27,98	18,4
CGP9-CGP10	E.E	2 Abonados	15,6034	18,4
CGP10-CGP11	E.E	2 Abonados	15,568	18,4
CGP11-CGP12	E.E	2 Abonados	15,6024	18,4
CGP12-CGP13	E.E	2 Abonados	33,584	18,4
CGP13-CGP14	E.E	2 Abonados	17,132	18,4
CGP14-CGP15	E.E	2 Abonados	44,374	18,4
CGP15-CGP16	E.E	2 Abonados	15,6034	18,4
CGP16-CGP17	E.E	2 Abonados	15,6034	18,4
CGP17-CGP18	E.E	2 Abonados	15,6037	18,4
CGP18-CGP19	E.B	11 Abonados + Garaje + 7,95 KW	21,481	138,055

#### -Cálculo del punto de mínima tensión:

$$p.m.t. = \frac{\sum L \cdot P}{\sum P \cdot t}$$

$$\sum P = 322,055 \text{ KW.}$$

$$\sum (P \times L) = 55180,728 \text{ KW} \cdot \text{m.}$$

$$p.m.t.= 171,34 \text{ m}$$

El punto de mínima tensión se encuentra situado entre la C.G.P. 15 y la C.G.P.16, a una distancia del Centro de Transformación de 171,34 m.

#### 1.2.2.2- Intensidad.

##### Línea 1: CT 2 –C.G.P.15

A partir de la Intensidad de corriente en el punto más desfavorable , situado en la C.G.P.9. Teniendo en cuenta los coeficientes de simultaneidad del REBT (ITC- BT 10) , sin aplicar coeficiente de dúplex.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\theta}$$

-Distribución de potencias:

- Potencia en el punto C.G.P. 15.

$$P_{C.G.P15} = 2 \text{ EE} = 2 \cdot 9,2 \text{ KW} = 18,4 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 14.

$$P_{C.G.P14} = 4 \text{ EE} = 4 \cdot 9,2 \text{ KW} = 36,8 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.13.

$$P_{C.G.P13} = 6 \text{ EE} = 6 \cdot 9,2 \text{ KW} = 55,2 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.12.

$$P_{C.G.P12} = 8 \text{ EE} = 8 \cdot 9,2 \text{ KW} = 73,6 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.11.

$$P_{C.G.P11} = 10 \text{ EE} = 10 \cdot 9,2 \text{ KW} = 92 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.10.

$$P_{C.G.P10} = 12 \text{ EE} = 12 \cdot 9,2 \text{ KW} = 110,4 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.9.

$$P_{C.G.P.9} = 14 \text{ EE} = 14 \cdot 9,2 \text{ KW} = 128,8 \text{ KW}$$

$$I = \frac{128,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,9}$$

$$I = 205,28 \text{ A}$$

### -Comprobación de la Intensidad Máxima Admisible por Criterio de Calentamiento:

$$I_{\text{máx}} = 205,28 \text{ A}$$

Para entrar en las tablas del fabricante necesitamos tener en cuenta un factor de corrección debido al agrupamiento de circuitos, ya que los demás factores son iguales a los factores tipo.

La tabla de la casa de Prysmian es la siguiente:

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**




Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

Tomamos el valor de 0,94 → 2 circuitos agrupados a 600 mm de distancia.

$$I_{\text{Tablas}} = \frac{I}{K} = \frac{205,28}{0,94} = 218,383(\text{A})$$

Con este valor entramos a la tabla de Prysmian correspondiente a los valores máximos admisibles de intensidad:

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390

Podemos ver claramente que para 205,28 (A) es posible escoger una sección de 240 mm<sup>2</sup>, por lo tanto escogeremos ese valor de sección:

$$S = 240 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{\text{adm}} = 340 \cdot 0,94 = 319,6 \text{ (A)} > I_{\text{nom}} = 205,28 \text{ (A)}$$

Por consiguiente procedemos al cálculo del fusible, para lo cual utilizaremos las tablas del proyecto tipo de IBERDROLA MT 2.51.01:

Cable	In (A)
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	160
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	200
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	250
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	315

Protección contra cortocircuitos:

Cable	Intensidad nominal de fusible					
	100	125	160	200	250	315
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	190	155	115			
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	-	605	455	345	260	195
Longitudes en metros (1)						

Nuestra selección de cable queda:

-Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 250 A > 205,28 A

-Longitud protegida por cortocircuito 260 m > 169,84m

### Línea 2: CT 2 –C.G.P. 16

A partir de la Intensidad de corriente en el punto más desfavorable , situado en la C.G.P.19. Teniendo en cuenta los coeficientes de simultaneidad del REBT (ITC- BT 10) , sin aplicar coeficiente de dúplex.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\theta}$$

-Distribución de potencias:

- Potencia en el punto C.G.P. 16.

$$P_{C.G.P16} = 2 EE = 2 \cdot 9,2 \text{ KW} = 18,4 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.17.

$$P_{C.G.P17} = 4 EE = 4 \cdot 9,2 \text{ KW} = 36,8 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.18.

$$P_{C.G.P18} = 6 EE = 6 \cdot 9,2 \text{ KW} = 55,2 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 19.

$$P_M = \frac{(11 \cdot 5,75) + (6 \cdot 9,2)}{17} = 6,96 \text{ KW}$$

$$P_{C.G.P.8} = (P_m \cdot C.S.) + 7,95 + \text{Garaje} = (6,96 \cdot 13,1) + 7,95 + 66,855 = 165,98 \text{ KW}$$

$$I = \frac{165,98 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,9}$$

$$I = 266,19 \text{ A}$$

**-Comprobación de la Intensidad Máxima Admisible por Criterio de Calentamiento:**

$$I_{\text{máx}} = 266,19 \text{ A}$$

Para entrar en las tablas del fabricante necesitamos tener en cuenta un factor de corrección debido al agrupamiento de circuitos, ya que los demás factores son iguales a los factores tipo. La tabla de la casa de Prysmian es la siguiente:

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**




Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

Tomamos el valor de 0,94  $\rightarrow$  2 circuitos agrupados a 600 mm de distancia.

$$I_{\text{Tablas}} = \frac{I}{K} = \frac{266,19}{0,94} = 283,18 \text{ (A)}$$

Con este valor entramos a la tabla de Prysmian correspondiente a los valores máximos admisibles de intensidad:

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390

Podemos ver claramente que para 283,18 A es posible escoger una sección de 240 mm<sup>2</sup>, por lo tanto escogeremos ese valor de sección:

$$S = 240 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{\text{adm}} = 340 \cdot 0,94 = 319,6 \text{ (A)} > I_{\text{nom}} = 266,19 \text{ (A)}$$

Por consiguiente procedemos al cálculo del fusible, para lo cual utilizaremos las tablas del proyecto tipo de IBERDROLA MT 2.51.01:

<b>Cable</b>	<b>In (A)</b>
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	160
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	200
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	250
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	315

Protección contra cortocircuitos:

<b>Cable</b>	<b>Intensidad nominal de fusible</b>					
	<b>100</b>	<b>125</b>	<b>160</b>	<b>200</b>	<b>250</b>	<b>315</b>
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	190	155	115			
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	-	605	455	345	260	195
	<b>Longitudes en metros <sup>(1)</sup></b>					

Al final tenemos que coger el cable con sección de 240 mm<sup>2</sup> ya que la longitud que debe de proteger es mayor a 90,37 m.

Nuestra selección de cable queda:

-Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 315 A > 266,19 A

-Longitud protegida por cortocircuito 195 m > 90,37 m

Según la normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo debe de ser igual para las dos ramas, por tanto:

#### **Línea 1:**

-Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 250 A > 205,28 A

-Longitud protegida por cortocircuito 260 m > 169,84m

#### **Línea 2:**

Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 315 A > 266,19 A

-Longitud protegida por cortocircuito 195 m > 90,37 m

### 1.2.2.3.- Caídas de tensión.

Para que la sección sea válida es necesario que la caída de tensión de cada una de las ramas sea menos que el 5 %.

$$\Delta U\% = \frac{W \cdot L}{10 \cdot U^2} \cdot (R + X \cdot \tan \theta)$$

Donde:

$$\Delta U\% = W \cdot L \cdot K$$

Siendo:

$$K = \frac{R + X \cdot \tan \theta}{10 \cdot U^2}$$

En esta tabla tenemos el valor de la resistencia y de la impedancia para un valor determinado de sección del conductor:

Sección de fase en mm <sup>2</sup>	R - 20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

En nuestro caso, como hemos seleccionado una sección de 240 mm<sup>2</sup>, los valores de resistencia e impedancia son los siguientes:

$$R = 0,125 \, \Omega / Km$$

$$X = 0,070 \, \Omega / Km$$

$$K = \frac{0,125 + 0,07 \cdot 0,484}{10 \cdot 0,4^2} = 0,0993$$

Tramo	Potencia(KW)	Longitud(m)	ΔU%	ΔU% Acumu.
CT2-CGP9	128,8	27,98	0,336	0,336
CGP9-CGP10	110,4	15,61	0,171	0,51
CGP10-CGP11	92	15,57	0,142	0,649



<b>CGP11- CGP12</b>	73,6	15,6	0,114	0,763
<b>CGP12- CGP13</b>	55,2	33,58	0,184	0,947
<b>CGP13- CGP14</b>	36,8	17,132	0,0626	1,0096
<b>CGP14- CGP15</b>	18,4	44,374	0,081	1,0906

$\Delta U\% = 1,0906\% < 5\%$  Válido por Caída de Tensión

<b>Tramo</b>	<b>Potencia(KW)</b>	<b>Longitud(m)</b>	<b><math>\Delta U\%</math></b>	<b><math>\Delta U\%</math>Acumu.</b>
<b>CT2-CGP19</b>	145,98	37,683	0,684	0,684
<b>CGP19- CGP18</b>	55,2	21,481	0,117	0,801
<b>CGP18- CGP17</b>	36,8	15,6037	0,057	0,858
<b>CGP17- CGP18</b>	18,4	15,6034	0,0285	0,8865

$\Delta U\% = 0,8865\% < 5\%$  Válido por Caída de Tensión

### 1.3.- Centro de Transformación 3.

#### 1.3.1.- Anillo 5.

##### 1.3.1.1.- Previsión de potencia.

<b>Tramo</b>	<b>Electrificación</b>	<b>Cargas</b>	<b>Longitud (m)</b>	<b>Potencia Total (KW)</b>
CT3-CGP1	E.E	2 Abonados	31,46	18,4
CGP1- CGP2	E.E	2 Abonados	16,03	18,4
CGP2- CGP3	E.E	2 Abonados	16,03	18,4
CGP3- CGP4	E.E	2 Abonados	16,03	18,4
CGP4- CGP5	E.E	2 Abonados	16,03	18,4

CGP5- CGP6	E.E	2 Abonados	30,82	18,4
CGP6- CGP7	E.E	2 Abonados	16,3	18,4
CGP7- CGP8	E.E	2 Abonados	16,03	18,4
CGP8- CGP9	E.E	2 Abonados	16,03	18,4
CGP9- CGP10	E.E	2 Abonados	16,03	18,4
CGP10- CGP11	E.E	2 Abonados	33,64	18,4
CGP11- CGP12	E.E	2 Abonados	17,64	18,4
CGP12- CGP13	E.E	2 Abonados	55,54	18,4
CGP13- CGP14	E.E	2 Abonados	14,35	18,4
CGP14- CGP15	E.E	2 Abonados	25,84	18,4
CGP15- CGP16	E.E	1 Abonados + Jardin	70	16,145

**-Cálculo del punto de mínima tensión:**

$$p.m.t. = \frac{\sum L \cdot P}{\sum P_t}$$

$$\sum P = 292,15 \text{ KW.}$$

$$\sum (P \times L) = 52764,067 \text{ KW} \cdot \text{m.}$$

$$p.m.t. = 180,6 \text{ m}$$

El punto de mínima tensión se encuentra situado entre la C.G.P. 9 y la C.G.P.10, a una distancia del Centro de Transformación de 180,6 m.

**1.3.1.2- Intensidad.**

**Línea 1: CT 3 –C.G.P.9**

A partir de la Intensidad de corriente en el punto más desfavorable , situado en la C.G.P.1. Teniendo en cuenta los coeficientes de simultaneidad del REBT (ITC- BT 10) , sin aplicar coeficiente de dúplex.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\theta}$$

-Distribución de potencias:

- Potencia en el punto C.G.P.9.

$$P_{C.G.P9} = 2 EE = 2 \cdot 9,2 \text{ KW} = 18,4 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.8.

$$P_{C.G.P8} = 4 EE = 4 \cdot 9,2 \text{ KW} = 36,8 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.7.

$$P_{C.G.P7} = 6 EE = 6 \cdot 9,2 \text{ KW} = 55,2 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.6.

$$P_{C.G.P6} = 8 EE = 8 \cdot 9,2 \text{ KW} = 73,6 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.5.

$$P_{C.G.P5} = 10 EE = 10 \cdot 9,2 \text{ KW} = 92 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.4.

$$P_{C.G.P4} = 12 EE = 12 \cdot 9,2 \text{ KW} = 110,4 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.3.

$$P_{C.G.P3} = 14 EE = 14 \cdot 9,2 \text{ KW} = 128,8 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.2.

$$P_{C.G.P2} = 16 EE = 16 \cdot 9,2 \text{ KW} = 147,2 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.1.

$$P_{C.G.P1} = 18 EE = 18 \cdot 9,2 \text{ KW} = 165,6 \text{ KW}$$

$$I = \frac{165,6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,9}$$

$$I = 264,2 \text{ A}$$

## -Comprobación de la Intensidad Máxima Admisible por Criterio de Calentamiento:

$$I_{\text{máx}} = 264,2 \text{ A}$$

Para entrar en las tablas del fabricante necesitamos tener en cuenta un factor de corrección debido al agrupamiento de circuitos, ya que los demás factores son iguales a los factores tipo.

La tabla de la casa de Prysmian es la siguiente:

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**




Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

Tomamos el valor de 0,94  $\rightarrow$  2 circuitos agrupados a 600 mm de distancia.

$$I_{\text{Tablas}} = \frac{I}{K} = \frac{264,2}{0,94} = 280,85 \text{ (A)}$$

Con este valor entramos a la tabla de Prysmian correspondiente a los valores máximos admisibles de intensidad:

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390

Podemos ver claramente que para 280,85 (A) es posible escoger una sección de 240 mm<sup>2</sup>, por lo tanto escogeremos ese valor de sección:

$$S = 240 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{\text{adm}} = 340 \cdot 0,94 = 319,6 \text{ (A)} > I_{\text{nom}} = 264,2 \text{ (A)}$$

Por consiguiente procedemos al cálculo del fusible, para lo cual utilizaremos las tablas del proyecto tipo de IBERDROLA MT 2.51.01:

Cable	In (A)
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	160
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	200
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	250
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	315

Protección contra cortocircuitos:

Cable	Intensidad nominal de fusible					
	100	125	160	200	250	315
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	190	155	115			
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	-	605	455	345	260	195
Longitudes en metros (1)						

Nuestra selección de cable queda:

-Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 315 A > 264,2 A

-Longitud protegida por cortocircuito 195 m > 174,5m

### Línea 2: CT 3 –C.G.P. 10

A partir de la Intensidad de corriente en el punto más desfavorable , situado en la C.G.P.16. Teniendo en cuenta los coeficientes de simultaneidad del REBT (ITC- BT 10) , sin aplicar coeficiente de dúplex.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\theta}$$

-Distribución de potencias:

- Potencia en el punto C.G.P. 10.

$$P_{\text{C.G.P.10}} = 2 \text{ EE} = 2 \cdot 9,2 \text{ KW} = 18,4 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 11.

$$P_{C.G.P11} = 4 EE = 4 \cdot 9,2 \text{ KW} = 36,8 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 12.

$$P_{C.G.P12} = 6 EE = 6 \cdot 9,2 \text{ KW} = 55,2 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 13.

$$P_{C.G.P13} = 8 EE = 8 \cdot 9,2 \text{ KW} = 73,6 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 14.

$$P_{C.G.P14} = 10 EE = 10 \cdot 9,2 \text{ KW} = 92 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 15.

$$P_{C.G.P15} = 12 EE = 12 \cdot 9,2 \text{ KW} = 110,4 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 16.

$$P_{C.G.P16} = 13 EE + \text{Jardin} = 13 \cdot 9,2 + 6,451 = 126,05 \text{ KW}$$

$$I = \frac{126,05 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,9}$$

$$I = 202,15 \text{ A}$$

#### **-Comprobación de la Intensidad Máxima Admisible por Criterio de Calentamiento:**

$$I_{\text{máx}} = 202,15 \text{ A}$$

Para entrar en las tablas del fabricante necesitamos tener en cuenta un factor de corrección debido al agrupamiento de circuitos, ya que los demás factores son iguales a los factores tipo. La tabla de la casa de Prysmian es la siguiente:

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**




Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

Tomamos el valor de 0,94  $\rightarrow$  2 circuitos agrupados a 600 mm de distancia.

$$I_{\text{Tablas}} = \frac{I}{K} = \frac{202,15}{0,94} = 215,06 \text{ (A)}$$

Con este valor entramos a la tabla de Prysmian correspondiente a los valores máximos admisibles de intensidad:

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390

Podemos ver claramente que para 215,06 A es posible escoger una sección de 240 mm<sup>2</sup>, por lo tanto escogeremos ese valor de sección:

$$S = 240\text{mm}^2 \rightarrow I_{\text{adm}} = 340 \cdot 0,94 = 319,6\text{(A)} > I_{\text{nom}} = 202,15 \text{ (A)}$$

Por consiguiente procedemos al cálculo del fusible, para lo cual utilizaremos las tablas del proyecto tipo de IBERDROLA MT 2.51.01:

<b>Cable</b>	<b>In (A)</b>
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	160
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	200
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	250
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	315

Protección contra cortocircuitos:

<b>Cable</b>	<b>Intensidad nominal de fusible</b>					
	<b>100</b>	<b>125</b>	<b>160</b>	<b>200</b>	<b>250</b>	<b>315</b>
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	190	155	115			
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	-	605	455	345	260	195
	<b>Longitudes en metros <sup>(1)</sup></b>					

Al final tenemos que coger el cable con sección de 240 mm<sup>2</sup> ya que la longitud que debe de proteger es mayor a 224,5 m.

Nuestra selección de cable queda:

-Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 250 A > 202,15 A

-Longitud protegida por cortocircuito 260 m > 224,5 m

Según la normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo debe de ser igual para las dos ramas, por tanto:

#### **Línea 1:**

-Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 315A > 264,2 A

-Longitud protegida por cortocircuito 195 m > 174,5 m

#### **Línea 2:**

Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 315 A > 202,15 A A

-Longitud protegida por cortocircuito 195 m > 224,5m



### 1.3.1.3.- Caídas de tensión.

Para que la sección sea válida es necesario que la caída de tensión de cada una de las ramas sea menos que el 5 %.

$$\Delta U\% = \frac{W \cdot L}{10 \cdot U^2} \cdot (R + X \cdot \tan\theta)$$

Donde:

$$\Delta U\% = W \cdot L \cdot K$$

Siendo:

$$K = \frac{R + X \cdot \tan\theta}{10 \cdot U^2}$$

En esta tabla tenemos el valor de la resistencia y de la impedancia para un valor determinado de sección del conductor:

Sección de fase en mm <sup>2</sup>	R - 20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

En nuestro caso, como hemos seleccionado una sección de 240 mm<sup>2</sup>, los valores de resistencia e impedancia son los siguientes:

$$R = 0,125 \, \Omega/Km$$

$$X = 0,070 \, \Omega/Km$$

$$K = \frac{0,125 + 0,07 \cdot 0,484}{10 \cdot 0,4^2} = 0,0993$$

Tramo	Potencia(KW)	Longitud(m)	ΔU%	ΔU% Acumu.
CT3-CGP1	165,6	31,46	0,517	0,517
CGP1-CGP2	147,2	16,03	0,234	0,751
CGP2-CGP3	128,8	16,03	0,205	0,956
CGP3-CGP4	110,4	16,03	0,175	1,131
CGP4-CGP5	92	16,03	0,146	1,227

<b>CGP5-CGP6</b>	73,6	30,22	0,22	1,497
<b>CGP6-CGP7</b>	55,2	16,03	0,0878	1,585
<b>CGP7-CGP8</b>	36,8	16,03	0,0585	1,643
<b>CGP8-CGP9</b>	18,4	16,03	0,0293	1,672

$\Delta U\% = 1,672\% < 5\%$  Válido por Caída de Tensión

<b>Tramo</b>	<b>Potencia(KW)</b>	<b>Longitud(m)</b>	<b><math>\Delta U\%</math></b>	<b><math>\Delta U\%</math>Acumu.</b>
<b>CT3-CGP16</b>	126,05	7,44	0,093	0,09
<b>CGP16-CGP15</b>	110,4	70	0,767	0,86
<b>CGP15-CGP14</b>	92	25,84	0,236	1,096
<b>CGP14-CGP13</b>	73,6	14,35	0,104	1,2
<b>CGP13-CGP12</b>	55,2	55,54	0,304	1,504
<b>CGP12-CGP11</b>	36,8	17,64	0,064	1,568
<b>CGP11-CGP10</b>	18,4	33,64	0,0614	1,63

$\Delta U\% = 1,63\% < 5\%$  Válido por Caída de Tensión

### 1.3.2.- Anillo 6.

#### 1.3.2.1.- Previsión de potencia.

<b>Tramo</b>	<b>Electrificación</b>	<b>Cargas</b>	<b>Longitud (m)</b>	<b>Potencia Total (KW)</b>
CT3-CGP17	E.E	2 Abonados	12,1	18,4
CGP17-CGP18	E.E	2 Abonados	29,35	18,4

CGP18- CGP19	E.E	2 Abonados	38,94	18,4
CGP19- CGP20	E.E	2 Abonados	16,09	18,4
CGP20- CGP21	E.E	2 Abonados	14,5	18,4
CGP21- CGP22	E.E	2 Abonados	14,5	18,4
CGP22- CGP23	E.E	2 Abonados	14,5	18,4
CGP23- CGP24	E.E	2 Abonados	10,12	18,4
CGP24- CGP25	E.E	2 Abonados	16,643	18,4
CGP25- CGP26	E.E	2 Abonados	16,635	18,4
CGP26- CGP27	E.E	2 Abonados	16,65	18,4
CGP27- CGP28	E.E	2 Abonados	16,64	18,4
CGP28- CGP29	E.E	2 Abonados	36,43	18,4
CGP29- CGP30	E.E	2 Abonados	71,77	18,4

**-Cálculo del punto de mínima tensión:**

$$p.m.t. = \frac{\sum L * P}{\sum P_t}$$

$$\sum P = 257,6KW.$$

$$\sum (P \times L) = 38671,06 KW \cdot m.$$

$$p.m.t. = 150,12 m$$

El punto de mínima tensión se encuentra situado entre la C.G.P. 24 y la C.G.P.25, a una distancia del Centro de Transformación de 150,12 m.

**1.3.2.2- Intensidad.**

**Línea 1: CT 3 –C.G.P.24**

A partir de la Intensidad de corriente en el punto más desfavorable , situado en la C.G.P.17. Teniendo en cuenta los coeficientes de simultaneidad del REBT (ITC- BT 10) , sin aplicar coeficiente de dúplex.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos\theta}$$

-Distribución de potencias:

- Potencia en el punto C.G.P. 24.

$$P_{C.G.P.24} = 2 EE = 2 \cdot 9,2 \text{ KW} = 18,4 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 23.

$$P_{C.G.P.23} = 4 EE = 4 \cdot 9,2 \text{ KW} = 36,8 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.22.

$$P_{C.G.P.22} = 6 EE = 6 \cdot 9,2 \text{ KW} = 55,2 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.21.

$$P_{C.G.P.21} = 8 EE = 8 \cdot 9,2 \text{ KW} = 73,6 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.20.

$$P_{C.G.P.20} = 10 EE = 10 \cdot 9,2 \text{ KW} = 92 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.19.

$$P_{C.G.P.19} = 12 EE = 12 \cdot 9,2 \text{ KW} = 110,4 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.18.

$$P_{C.G.P.18} = 14 EE = 14 \cdot 9,2 \text{ KW} = 128,8 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.17.

$$P_{C.G.P.17} = 16 EE = 16 \cdot 9,2 \text{ KW} = 147,2 \text{ KW}$$

$$I = \frac{147,2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,9}$$

$$I = 236,07 \text{ A}$$

## -Comprobación de la Intensidad Máxima Admisible por Criterio de Calentamiento:

$$I_{\text{máx}} = 236,07 \text{ A}$$

Para entrar en las tablas del fabricante necesitamos tener en cuenta un factor de corrección debido al agrupamiento de circuitos, ya que los demás factores son iguales a los factores tipo.

La tabla de la casa de Prysmian es la siguiente:

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**




Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

Tomamos el valor de 0,94  $\rightarrow$  2 circuitos agrupados a 600 mm de distancia.

$$I_{\text{Tablas}} = \frac{I}{K} = \frac{236,07}{0,94} = 251,14(\text{A})$$

Con este valor entramos a la tabla de Prysmian correspondiente a los valores máximos admisibles de intensidad:

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390

Podemos ver claramente que para 251,14 (A) es posible escoger una sección de 240 mm<sup>2</sup>, por lo tanto escogeremos ese valor de sección:

$$S = 240 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{\text{adm}} = 340 \cdot 0,94 = 319,6 (\text{A}) > I_{\text{nom}} = 236,07 (\text{A})$$

Por consiguiente procedemos al cálculo del fusible, para lo cual utilizaremos las tablas del proyecto tipo de IBERDROLA MT 2.51.01:

Cable	In (A)
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	160
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	200
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	250
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	315

Protección contra cortocircuitos:

Cable	Intensidad nominal de fusible					
	100	125	160	200	250	315
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	190	155	115			
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	-	605	455	345	260	195
Longitudes en metros <sup>(1)</sup>						

Nuestra selección de cable queda:

-Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 250 A > 236,07 A

-Longitud protegida por cortocircuito 260 m > 150,14 m

### Línea 2: CT 3 –C.G.P. 25

A partir de la Intensidad de corriente en el punto más desfavorable , situado en la C.G.30. Teniendo en cuenta los coeficientes de simultaneidad del REBT (ITC- BT 10) , sin aplicar coeficiente de dúplex.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\theta}$$

-Distribución de potencias:

- Potencia en el punto C.G.P. 25.

$$P_{C.G.P.25} = 2 EE = 2 \cdot 9,2 \text{ KW} = 18,4 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.26.

$$P_{C.G.P26} = 4 EE = 4 \cdot 9,2 \text{ KW} = 36,8 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.27.

$$P_{C.G.P27} = 6 EE = 6 \cdot 9,2 \text{ KW} = 55,2 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 28.

$$P_{C.G.P28} = 8 EE = 8 \cdot 9,2 \text{ KW} = 73,6 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 29.

$$P_{C.G.P29} = 10 EE = 10 \cdot 9,2 \text{ KW} = 92 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.30.

$$P_{C.G.P30} = 12 EE = 12 \cdot 9,2 \text{ KW} = 110,4 \text{ KW}$$

$$I = \frac{110,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,9}$$

$$I = 177,05 \text{ A}$$

#### **-Comprobación de la Intensidad Máxima Admisible por Criterio de Calentamiento:**

$$I_{\text{máx}} = 177,05 \text{ A}$$

Para entrar en las tablas del fabricante necesitamos tener en cuenta un factor de corrección debido al agrupamiento de circuitos, ya que los demás factores son iguales a los factores tipo. La tabla de la casa de Prysmian es la siguiente:

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**




Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

Tomamos el valor de 0,94 → 2 circuitos agrupados a 600 mm de distancia.

$$I_{\text{Tablas}} = \frac{I}{K} = \frac{177,05}{0,94} = 188,35 \text{ (A)}$$

Con este valor entramos a la tabla de Prysmian correspondiente a los valores máximos admisibles de intensidad:

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390

Podemos ver claramente que para 188,35 A es posible escoger una sección de 240 mm<sup>2</sup>, por lo tanto escogeremos ese valor de sección:

$$S = 240\text{mm}^2 \rightarrow I_{\text{adm}} = 340 \cdot 0,94 = 319,6\text{(A)} > I_{\text{nom}} = 177,05 \text{ (A)}$$

Por consiguiente procedemos al cálculo del fusible, para lo cual utilizaremos las tablas del proyecto tipo de IBERDROLA MT 2.51.01:



<b>Cable</b>	<b>In (A)</b>
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	160
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	200
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	250
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	315

Protección contra cortocircuitos:

<b>Cable</b>	<b>Intensidad nominal de fusible</b>					
	<b>100</b>	<b>125</b>	<b>160</b>	<b>200</b>	<b>250</b>	<b>315</b>
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	190	155	115			
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	-	605	455	345	260	195
	<b>Longitudes en metros <sup>(1)</sup></b>					

Al final tenemos que coger el cable con sección de 240 mm<sup>2</sup> ya que la longitud que debe de proteger es mayor a 191,225 m.

Nuestra selección de cable queda:

-Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 200 A > 177,05 A

-Longitud protegida por cortocircuito 345 m > 191,225 m

Según la normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo debe de ser igual para las dos ramas, por tanto:

#### **Línea 1:**

-Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 250 A > 236,07A

-Longitud protegida por cortocircuito 260 m > 150,14 m

#### **Línea 2:**

Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 200 A > 177,05 A

-Longitud protegida por cortocircuito 345m > 191,225 m

### 1.3.2.3.- Caídas de tensión.

Para que la sección sea válida es necesario que la caída de tensión de cada una de las ramas sea menos que el 5 %.

$$\Delta U\% = \frac{W \cdot L}{10 \cdot U^2} \cdot (R + X \cdot \tan \theta)$$

Donde:

$$\Delta U\% = W \cdot L \cdot K$$

Siendo:

$$K = \frac{R + X \cdot \tan \theta}{10 \cdot U^2}$$

En esta tabla tenemos el valor de la resistencia y de la impedancia para un valor determinado de sección del conductor:

Sección de fase en mm <sup>2</sup>	R - 20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

En nuestro caso, como hemos seleccionado una sección de 240 mm<sup>2</sup>, los valores de resistencia e impedancia son los siguientes:

$$R = 0,125 \, \Omega / Km$$

$$X = 0,070 \, \Omega / Km$$

$$K = \frac{0,125 + 0,07 \cdot 0,484}{10 \cdot 0,4^2} = 0,0993$$

Tramo	Potencia(KW)	Longitud(m)	ΔU%	ΔU%Acumu.
CT3-CGP17	147,2	12,093	0,176	0,176
CGP17-CGP18	128,8	23,35	0,375	0,551
CGP18-CGP19	110,4	38,94	0,426	0,977

<b>CGP19- CGP20</b>	92	16,09	0,147	1,124
<b>CGP20- CGP21</b>	73,6	14,5	0,106	1,23
<b>CGP21- CGP22</b>	55,2	14,5	0,079	1,309
<b>CGP22- CGP23</b>	36,8	14,5	0,053	1,362
<b>CGP23- CGP24</b>	18,4	10,12	0,0185	1,38

$\Delta U\% = 1,38\% < 5\%$  Válido por Caída de Tensión

<b>Tramo</b>	<b>Potencia(KW)</b>	<b>Longitud(m)</b>	<b><math>\Delta U\%</math></b>	<b><math>\Delta U\%</math>Acumu.</b>
<b>CT3-CGP30</b>	110,4	33,1	0,363	0,363
<b>CGP30- CGP29</b>	92	71,77	0,655	1,018
<b>CGP29- CGP28</b>	73,6	36,43	0,266	1,284
<b>CGP28- CGP27</b>	55,2	16,64	0,091	1,375
<b>CGP27- CGP26</b>	36,8	16,65	0,0608	1,436
<b>CGP26- CGP25</b>	18,4	16,635	0,0304	1,466

$\Delta U\% = 0,8865\% < 5\%$  Válido por Caída de Tensión

## 2.1.4.- Centro de Transformación 4.

### 1.4.1.- Anillo 7.

#### 1.4.1.1.- Previsión de potencia.

Tramo	Electrificación	Cargas	Longitud (m)	Potencia Total (KW)
CT4-CGP1	E.E	2 Abonados	55,67	18,4
CGP1- CGP2	E.E	2 Abonados	14,8	18,4
CGP2- CGP3	E.E	2 Abonados	14,8	18,4
CGP3- CGP4	E.E	2 Abonados	14,8	18,4
CGP4- CGP5	E.E	2 Abonados	14,8	18,4
CGP5- CGP6	E.E	2 Abonados	14,8	18,4
CGP6- CGP7	E.E	2 Abonados	14,8	18,4
CGP7- CGP8	E.E	2 Abonados	57,55	18,4
CGP8- CGP9	E.E	2 Abonados	27,09	18,4
CGP9- CGP10	E.E	2 Abonados	34,29	18,4
CGP10- CGP11	E.E	2 Abonados	16	18,4
CGP11- CGP12	E.E	2 Abonados	16	18,4
CGP12- CGP13	E.E	2 Abonados	16	18,4
CGP13- CGP14	E.E	2 Abonados	16	18,4
CGP14- CGP15	E.E	2 Abonados	16	18,4
CGP15- CGP16	E.E	2 Abonados	16	18,4

**-Cálculo del punto de mínima tensión:**

$$p.m.t. = \frac{\sum L * P}{\sum P_t}$$

$$\sum P = 294,4 \text{ KW.}$$

$$\sum (P \times L) = 60930,128 \text{ KW} \cdot \text{m.}$$

$$p.m.t.= 206,96 \text{ m}$$

El punto de mínima tensión se encuentra situado entre la C.G.P. 8 y la C.G.P.9, a una distancia del Centro de Transformación de 206,96 m.

#### 1.4.1.2- Intensidad.

##### Línea 1: CT 4 –C.G.P.8

A partir de la Intensidad de corriente en el punto más desfavorable , situado en la C.G.P.1. Teniendo en cuenta los coeficientes de simultaneidad del REBT (ITC- BT 10) , sin aplicar coeficiente de dúplex.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\theta}$$

-Distribución de potencias:

- Potencia en el punto C.G.P.8.

$$P_{C.G.P8} = 2 \text{ EE} = 2 \cdot 9,2 \text{ KW} = 18,4 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.7.

$$P_{C.G.P7} = 4 \text{ EE} = 4 \cdot 9,2 \text{ KW} = 36,8 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.6.

$$P_{C.G.P6} = 6 \text{ EE} = 6 \cdot 9,2 \text{ KW} = 55,2 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.5.

$$P_{C.G.P5} = 8 \text{ EE} = 8 \cdot 9,2 \text{ KW} = 73,6 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.4.

$$P_{C.G.P4} = 10 \text{ EE} = 10 \cdot 9,2 \text{ KW} = 92 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.3.

$$P_{C.G.P3} = 12 \text{ EE} = 12 \cdot 9,2 \text{ KW} = 110,4 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.2.

$$P_{C.G.P.2} = 14 \text{ EE} = 14 \cdot 9,2 \text{ KW} = 128,8 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.1.

$$P_{C.G.P.1} = 16 \text{ EE} = 16 \cdot 9,2 \text{ KW} = 147,2 \text{ KW}$$

$$I = \frac{147,2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,9}$$

$$I = 236,07 \text{ A}$$

#### -Comprobación de la Intensidad Máxima Admisible por Criterio de Calentamiento:

$$I_{\text{máx}} = 236,07 \text{ A}$$

Para entrar en las tablas del fabricante necesitamos tener en cuenta un factor de corrección debido al agrupamiento de circuitos, ya que los demás factores son iguales a los factores tipo.

La tabla de la casa de Prysmian es la siguiente:

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**




Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

Tomamos el valor de 0,94  $\rightarrow$  2 circuitos agrupados a 600 mm de distancia.

$$I_{\text{Tablas}} = \frac{I}{K} = \frac{236,07}{0,94} = 251,14 \text{ (A)}$$

Con este valor entramos a la tabla de Prysmian correspondiente a los valores máximos admisibles de intensidad:

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390

Podemos ver claramente que para 251,14 (A) es posible escoger una sección de 240 mm<sup>2</sup>, por lo tanto escogeremos ese valor de sección:

$$S = 240 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{\text{adm}} = 340 \cdot 0,94 = 319,6 \text{ (A)} > I_{\text{nom}} = 236,07 \text{ (A)}$$

Por consiguiente procedemos al cálculo del fusible, para lo cual utilizaremos las tablas del proyecto tipo de IBERDROLA MT 2.51.01:

Cable	In (A)
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	160
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	200
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	250
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	315

Protección contra cortocircuitos:

Cable	Intensidad nominal de fusible					
	100	125	160	200	250	315
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	190	155	115			
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	-	605	455	345	260	195
Longitudes en metros <sup>(1)</sup>						

Nuestra selección de cable queda:

-Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 250 A > 236,07 A

-Longitud protegida por cortocircuito 260 m > 202,02 m

### Línea 2: CT 4 –C.G.P. 9

A partir de la Intensidad de corriente en el punto más desfavorable , situado en la C.G.P.16. Teniendo en cuenta los coeficientes de simultaneidad del REBT (ITC- BT 10) , sin aplicar coeficiente de dúplex.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\theta}$$

-Distribución de potencias:

- Potencia en el punto C.G.P. 9.

$$P_{C.G.P9} = 2 EE = 2 \cdot 9,2 \text{ KW} = 18,4 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 110.

$$P_{C.G.P10} = 4 EE = 4 \cdot 9,2 \text{ KW} = 36,8 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 11.

$$P_{C.G.P11} = 6 EE = 6 \cdot 9,2 \text{ KW} = 55,2 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 12.

$$P_{C.G.P12} = 8 EE = 8 \cdot 9,2 \text{ KW} = 73,6 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 13.

$$P_{C.G.P13} = 10 EE = 10 \cdot 9,2 \text{ KW} = 92 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 14.

$$P_{C.G.P14} = 12 EE = 12 \cdot 9,2 \text{ KW} = 110,4 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 15.

$$P_{C.G.P15} = 14 EE = 14 \cdot 9,2 = 128,8 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 16.



$$P_{C.G.P16} = 16 \text{ EE} = 16 \cdot 9,2 = 147,2 \text{ KW}$$

$$I = \frac{147,2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,9}$$

$$I = 236,07 \text{ A}$$

### -Comprobación de la Intensidad Máxima Admisible por Criterio de Calentamiento:

$$I_{\text{máx}} = 236,07 \text{ A}$$

Para entrar en las tablas del fabricante necesitamos tener en cuenta un factor de corrección debido al agrupamiento de circuitos, ya que los demás factores son iguales a los factores tipo. La tabla de la casa de Prysmian es la siguiente:

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**




Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

Tomamos el valor de 0,94  $\rightarrow$  2 circuitos agrupados a 600 mm de distancia.

$$I_{\text{Tablas}} = \frac{I}{K} = \frac{236,07}{0,94} = 251,14 \text{ (A)}$$

Con este valor entramos a la tabla de Prysmian correspondiente a los valores máximos admisibles de intensidad:

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390

Podemos ver claramente que para 251,14 A es posible escoger una sección de 240 mm<sup>2</sup>, por lo tanto escogeremos ese valor de sección:

$$S = 240\text{mm}^2 \rightarrow I_{\text{adm}} = 340 \cdot 0,94 = 319,6(\text{A}) > I_{\text{nom}} = 236,07(\text{A})$$

Por consiguiente procedemos al cálculo del fusible, para lo cual utilizaremos las tablas del proyecto tipo de IBERDROLA MT 2.51.01:

Cable	In (A)
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	160
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	200
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	250
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	315

Protección contra cortocircuitos:

Cable	Intensidad nominal de fusible					
	100	125	160	200	250	315
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	190	155	115			
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	-	605	455	345	260	195
Longitudes en metros <sup>(1)</sup>						

Al final tenemos que coger el cable con sección de 240 mm<sup>2</sup> ya que la longitud que debe de proteger es mayor a 224,5 m.

Nuestra selección de cable queda:

-Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 250 A > 236,07 A

-Longitud protegida por cortocircuito 260 m > 185,7 m

Según la normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo debe de ser igual para las dos ramas, por tanto:

<b>Línea 1:</b>
-Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al
-Fusible 250A > 236,07 A
-Longitud protegida por cortocircuito 260 m > 185,7 m
<b>Línea 2:</b>
Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al
-Fusible 250 A > 236,07 A
-Longitud protegida por cortocircuito 260 m > 185,7 m

#### 1.4.1.3.- Caídas de tensión.

Para que la sección sea válida es necesario que la caída de tensión de cada una de las ramas sea menos que el 5 %.

$$\Delta U\% = \frac{W \cdot L}{10 \cdot U^2} \cdot (R + X \cdot \tan\theta)$$

Donde:

$$\Delta U\% = W \cdot L \cdot K$$

Siendo:

$$K = \frac{R + X \cdot \tan\theta}{10 \cdot U^2}$$

En esta tabla tenemos el valor de la resistencia y de la impedancia para un valor determinado de sección del conductor:

<b>Sección de fase en mm<sup>2</sup></b>	<b>R - 20° en Ω/km</b>	<b>X en Ω/km</b>
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

En nuestro caso, como hemos seleccionado una sección de 240 mm<sup>2</sup>, los valores de resistencia e impedancia son los siguientes:

$$R = 0,125 \, \Omega / Km$$

$$X = 0,070 \, \Omega / Km$$

$$K = \frac{0,125 + 0,07 \cdot 0,484}{10 \cdot 0,4^2} = 0,0993$$

Tramo	Potencia(KW)	Longitud(m)	$\Delta U\%$	$\Delta U\% \text{Acumu.}$
<b>CT4-CGP1</b>	147,2	55,67	0,813	0,813
<b>CGP1-CGP2</b>	128,8	14,8	0,1889	1,002
<b>CGP2-CGP3</b>	110,4	14,8	0,162	1,164
<b>CGP3-CGP4</b>	92	14,8	0,135	1,299
<b>CGP4-CGP5</b>	73,6	14,8	0,108	1,407
<b>CGP5-CGP6</b>	55,2	14,8	0,081	1,488
<b>CGP6-CGP7</b>	36,8	14,8	0,054	1,542
<b>CGP7-CGP8</b>	18,4	57,55	0,105	1,647

$$\Delta U\% = 1,647\% < 5\% \text{ Válido por Caída de Tensión}$$

Tramo	Potencia(KW)	Longitud(m)	$\Delta U\%$	$\Delta U\% \text{Acumu.}$
<b>CT4-CGP16</b>	147,2	55,41	0,809	0,809
<b>CGP16-CGP15</b>	128,2	16	0,203	1,012
<b>CGP15-CGP14</b>	110,4	16	0,175	1,187
<b>CGP14-CGP13</b>	92	16	0,146	1,33
<b>CGP13-CGP12</b>	73,6	16	0,117	1,45
<b>CGP12-CGP11</b>	55,2	16	0,087	1,537

<b>CGP11- CGP10</b>	36,8	16	0,058	1,595
<b>CGP10- CGP9</b>	18,4	34,29	0,062	1,657

$\Delta U\% = 1,657\% < 5\%$  Válido por Caída de Tensión

#### 1.4.2.- Anillo 8.

##### 1.4.2.1.- Previsión de potencia.

Tramo	Electrificación	Cargas	Longitud (m)	Potencia Total (KW)
CT4- CGP17	E.E	1 Abonados + Jardín	19,3251	74,85
CGP17- CGP18	E.E	2 Abonados	59,01	18,4
CGP18- CGP19	E.E	2 Abonados	49,13	18,4
CGP19- CGP20	E.E	2 Abonados	49,14	18,4
CGP20- CGP21	E.E	2 Abonados	49,14	18,4
CGP21- CGP22	E.E	2 Abonados	24,85	18,4
CGP22- CGP23	E.E	2 Abonados	49,14	18,4
CGP23- CGP24	E.E	2 Abonados	49,14	18,4
CGP24- CGP25	E.E	2 Abonados	49,14	18,4
CGP25- CGP26		Centro Mando	47,52	20

#### -Cálculo del punto de mínima tensión:

$$p.m.t. = \frac{\sum L \cdot P}{\sum P_t}$$

$$\sum P = 240,45 \text{ KW.}$$

$$\sum (P \times L) = 44701,59 \text{ KW} \cdot \text{m.}$$

$$p.m.t. = 185,91 \text{ m}$$

El punto de mínima tensión se encuentra situado entre la C.G.P. 20 y la C.G.P.21, a una distancia del Centro de Transformación de 185,91 m.

#### 1.4.2.2- Intensidad.

##### Línea 1: CT 4 –C.G.P.20

A partir de la Intensidad de corriente en el punto más desfavorable , situado en la C.G.P.17. Teniendo en cuenta los coeficientes de simultaneidad del REBT (ITC- BT 10) , sin aplicar coeficiente de dúplex.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\theta}$$

-Distribución de potencias:

- Potencia en el punto C.G.P. 20.

$$P_{C.G.P20} = 2 \text{ EE} = 2 \cdot 9,2 \text{ KW} = 18,4 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 19.

$$P_{C.G.P19} = 4 \text{ EE} = 4 \cdot 9,2 \text{ KW} = 36,8 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.18.

$$P_{C.G.P18} = 6 \text{ EE} = 6 \cdot 9,2 \text{ KW} = 55,2 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.17.

$$P_{C.G.P17} = 7 \text{ EE} + \text{Jardin} = 7 \cdot 9,2 + 11,601 = 76 \text{ KW}$$

$$I = \frac{76 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,9}$$

$$I = 121,88 \text{ A}$$

## -Comprobación de la Intensidad Máxima Admisible por Criterio de Calentamiento:

$$I_{\text{máx}} = 121,88 \text{ A}$$

Para entrar en las tablas del fabricante necesitamos tener en cuenta un factor de corrección debido al agrupamiento de circuitos, ya que los demás factores son iguales a los factores tipo.

La tabla de la casa de Prysmian es la siguiente:

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**




Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

Tomamos el valor de 0,94  $\rightarrow$  2 circuitos agrupados a 600 mm de distancia.

$$I_{\text{Tablas}} = \frac{I}{K} = \frac{121,88}{0,94} = 129,66 \text{ (A)}$$

Con este valor entramos a la tabla de Prysmian correspondiente a los valores máximos admisibles de intensidad:

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390

Podemos ver claramente que para 129,66 (A) es posible escoger una sección de 150 mm<sup>2</sup>, por lo tanto escogeremos ese valor de sección:

$$S = 150 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{\text{adm}} = 260 \cdot 0,94 = 244,4 \text{ (A)} > I_{\text{nom}} = 121,88 \text{ (A)}$$

Por consiguiente procedemos al cálculo del fusible, para lo cual utilizaremos las tablas del proyecto tipo de IBERDROLA MT 2.51.01:

Cable	In (A)
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	160
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	200
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	250
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	315

Protección contra cortocircuitos:

Cable	Intensidad nominal de fusible					
	100	125	160	200	250	315
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	190	155	115			
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	-	605	455	345	260	195
Longitudes en metros (1)						

Nuestra selección de cable queda:

-Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x150 + 1x95 Al

-Fusible 160 A > 121,88 A

-Longitud protegida por cortocircuito 285 m > 176,6 m

### Línea 2: CT 4 –C.G.P. 21

A partir de la Intensidad de corriente en el punto más desfavorable, situado en la C.G.26. Teniendo en cuenta los coeficientes de simultaneidad del REBT (ITC- BT 10), sin aplicar coeficiente de dúplex.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\theta}$$

-Distribución de potencias:

- Potencia en el punto C.G.P. 21.

$$P_{\text{C.G.P.21}} = 2 \text{ EE} = 2 \cdot 9,2 \text{ KW} = 18,4 \text{ KW}$$



- Potencia en el punto C.G.P.22.

$$P_{C.G.P22} = 4 EE = 4 \cdot 9,2 \text{ KW} = 36,8 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.23.

$$P_{C.G.P23} = 6 EE = 6 \cdot 9,2 \text{ KW} = 55,2 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 24.

$$P_{C.G.P24} = 8 EE = 8 \cdot 9,2 \text{ KW} = 73,6 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 25.

$$P_{C.G.P25} = 10 EE = 10 \cdot 9,2 \text{ KW} = 92 \text{ KW}$$

- Potencia en el punto C.G.P.26.

$$P_{C.G.P26} = 10 EE + 20 = 10 \cdot 9,2 + 20 = 112 \text{ KW}$$

$$I = \frac{112 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,9}$$

$$I = 179,62 \text{ A}$$

#### **-Comprobación de la Intensidad Máxima Admisible por Criterio de Calentamiento:**

$$I_{\text{máx}} = 179,62 \text{ A}$$

Para entrar en las tablas del fabricante necesitamos tener en cuenta un factor de corrección debido al agrupamiento de circuitos, ya que los demás factores son iguales a los factores tipo. La tabla de la casa de Prysmian es la siguiente:

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**




Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

Tomamos el valor de 0,94 → 2 circuitos agrupados a 600 mm de distancia.

$$I_{\text{Tablas}} = \frac{I}{K} = \frac{179,62}{0,94} = 195,08 \text{ (A)}$$

Con este valor entramos a la tabla de Prysmian correspondiente a los valores máximos admisibles de intensidad:

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390

Podemos ver claramente que para 188,35 A es posible escoger una sección de 240 mm<sup>2</sup>, por lo tanto escogeremos ese valor de sección:

$$S = 240 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{\text{adm}} = 340 \cdot 0,94 = 319,6 \text{ (A)} > I_{\text{nom}} = 179,62 \text{ (A)}$$

Por consiguiente procedemos al cálculo del fusible, para lo cual utilizaremos las tablas del proyecto tipo de IBERDROLA MT 2.51.01:

<b>Cable</b>	<b>In (A)</b>
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	160
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	200
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	250
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	315

Protección contra cortocircuitos:

<b>Cable</b>	<b>Intensidad nominal de fusible</b>					
	<b>100</b>	<b>125</b>	<b>160</b>	<b>200</b>	<b>250</b>	<b>315</b>
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	190	155	115			
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	-	605	455	345	260	195
	<b>Longitudes en metros <sup>(1)</sup></b>					

Al final tenemos que coger el cable con sección de 240 mm<sup>2</sup> ya que la longitud que debe de proteger es mayor a 226,58m.

Nuestra selección de cable queda:

-Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 200 A > 179,62 A

-Longitud protegida por cortocircuito 345 m > 226,58 m

Según la normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo debe de ser igual para las dos ramas, por tanto:

#### **Línea 1:**

-Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 160 A > 121,88A

-Longitud protegida por cortocircuito 455 m > 176,6 m

#### **Línea 2:**

Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 200 A > 179,62 A

-Longitud protegida por cortocircuito 345m > 226,58 m

### 1.4.2.3.- Caídas de tensión.

Para que la sección sea válida es necesario que la caída de tensión de cada una de las ramas sea menos que el 5 %.

$$\Delta U\% = \frac{W \cdot L}{10 \cdot U^2} \cdot (R + X \cdot \tan\theta)$$

Donde:

$$\Delta U\% = W \cdot L \cdot K$$

Siendo:

$$K = \frac{R + X \cdot \tan\theta}{10 \cdot U^2}$$

En esta tabla tenemos el valor de la resistencia y de la impedancia para un valor determinado de sección del conductor:

Sección de fase en mm <sup>2</sup>	R - 20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

En nuestro caso, como hemos seleccionado una sección de 240 mm<sup>2</sup>, los valores de resistencia e impedancia son los siguientes:

$$R = 0,125 \, \Omega/Km$$

$$X = 0,070 \, \Omega/Km$$

$$K = \frac{0,125 + 0,07 \cdot 0,484}{10 \cdot 0,4^2} = 0,0993$$

Tramo	Potencia(KW)	Longitud(m)	$\Delta U\%$	$\Delta U\%$ Acumu.
CT4-CGP17	76	19,32	0,145	0,145
CGP17-CGP18	55,2	59,01	0,323	0,468
CGP18-CGP19	36,8	49,13	0,179	0,647
CGP19-CGP20	18,4	49,13	0,0897	0,7367

$\Delta U\% = 0,7367\% < 5\%$  Válido por Caída de Tensión

Tramo	Potencia(KW)	Longitud(m)	$\Delta U\%$	$\Delta U\%$ Acumu.
CT4-CGP26	112	6,81	0,0757	0,0757
CGP26-CGP25	92	47,52	0,434	0,5097
CGP25-CGP24	73,6	49,13	0,359	0,868
CGP24-CGP23	55,2	49,13	0,269	1,137
CGP23-CGP22	36,8	49,14	0,179	1,316
CGP22-CGP21	18,4	24,85	0,045	1,361

$\Delta U\% = 1,361\% < 5\%$  Válido por Caída de Tensión

## 1.5.- Centro de reparto:

### 1.5.1- Anillo 9.

#### 1.5.1.1.- Previsión de potencia.

Tramo	Electrificación	Cargas	Longitud (m)	Potencia Total (KW)
CTR-CGP1		1 E.Social +Jardín	15,03	26,96

CGP1- CGP2		1 E.Social.	47,60	14,50
CGP2- CGP3		1 E.Social.	41,62	14,50
CGP3- CGP4	E.E.	2 Abonados	18,67	18,40
CGP4- CGP5	E.E.	2 Abonados	37,39	18,40
CGP5- CGP6	E.E.	2 Abonados	16,84	18,40
CGP6- CGP7	E.E.	2 Abonados	16,48	18,40
CGP7- CGP8	E.E.	2 Abonados	16,48	18,40
CGP8- CGP9	E.E.	2 Abonados	16,48	18,40
CGP9- CGP10	E.E.	2 Abonados	16,48	18,40
CGP10- CGP11	E.E.	2 Abonados	50,02	18,40
CGP11- CGP12	E.E.	2 Abonados	17,22	18,40
CGP12- CGP13	E.E.	2 Abonados	17,22	18,40
CGP13- CGP14	E.E.	2 Abonados	17,22	18,40
CGP14- CGP15	E.E.	2 Abonados	17,22	18,40
CGP15- CGP16	E.E.	2 Abonados	55,87	18,40

**-Cálculo del punto de mínima tensión:**

$$p.m.t. = \frac{\sum L*P}{\sum P_t}$$

$$\sum P = 295,16 \text{ KW.}$$

$$\sum (P \times L) = 64359,64 \text{ KW} \cdot \text{m.}$$

$$p.m.t. = 218,05 \text{ m}$$

El punto de mínima tensión se encuentra situado entre la C.G.P. 8 y la C.G.P. 9, a una distancia del Centro de Transformación de 218,05 m.

#### **1.5.1.2- Intensidad.**

### Línea 1: CR –C.G.P. 8

A partir de la Intensidad de corriente en el punto más desfavorable , situado en la C.G.P.1. Teniendo en cuenta los coeficientes de simultaneidad del REBT (ITC- BT 10) , sin aplicar coeficiente de dúplex.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\theta}$$

-Distribución de potencias:

- Potencia en el punto C.G.P. 8.

$$P_{C.G.P.8} = 2 EE = 2 \cdot 9,2 \text{ KW} = 18,4 \text{ KW}.$$

- Potencia en el punto C.G.P. 7.

$$P_{C.G.P.7} = 4 EE = 4 \cdot 9,2 \text{ KW} = 36,8 \text{ KW}.$$

- Potencia en el punto C.G.P. 6.

$$P_{C.G.P.6} = 6 EE = 6 \cdot 9,2 \text{ KW} = 55,2 \text{ KW}.$$

- Potencia en el punto C.G.P. 5.

$$P_{C.G.P.5} = 8 EE = 8 \cdot 9,2 \text{ KW} = 73,6 \text{ KW}.$$

- Potencia en el punto C.G.P. 4.

$$P_{C.G.P.4} = 10 EE = 10 \cdot 9,2 \text{ KW} = 92 \text{ KW}.$$

- Potencia en el punto C.G.P. 3.

$$P_{C.G.P.3} = 1ES + 10 EE = 14,5 + 92 \text{ KW} = 106,5 \text{ KW}.$$

- Potencia en el punto C.G.P. 2.

$$P_{C.G.P.2} = 2ES + 10 EE = 2 \cdot 14,5 + 92 \text{ KW} = 121 \text{ KW}.$$

- Potencia en el punto C.G.P. 1.

$$P_{C.G.P.1} = 3ES + 10 EE + P_{Jardín} = 3 \cdot 14,5 + 92 \text{ KW} + 6,997 = 142,47 \text{ KW}.$$

$$I = \frac{142,47 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,9}$$

$$I = 228,48 \text{ A}$$

**-Comprobación de la Intensidad Máxima Admisible por Criterio de Calentamiento:**

$$I_{\text{máx}} = 228,48 \text{ A}$$

Para entrar en las tablas del fabricante necesitamos tener en cuenta un factor de corrección debido al agrupamiento de circuitos, ya que los demás factores son iguales a los factores tipo.

La tabla de la casa de Prysmian es la siguiente:

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):  
FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—




Tomamos el valor de 0,94  $\rightarrow$  2 circuitos agrupados a 600 mm de distancia.

$$I_{\text{Tablas}} = \frac{I}{K} = \frac{228,48}{0,94} = 243,06 \text{ (A)}$$

Con este valor entramos a la tabla de Prysmian correspondiente a los valores máximos admisibles de intensidad:



**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390

Podemos ver claramente que para 243,06 es posible escoger una sección de 240 mm<sup>2</sup>, por lo tanto escogeremos ese valor de sección:

$$S = 240 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{\text{adm}} = 340 \cdot 0,94 = 319,6 \text{ (A)} > I_{\text{nom}} = 228,48 \text{ A (A)}$$

Por consiguiente procedemos al cálculo del fusible, para lo cual utilizaremos las tablas del proyecto tipo de IBERDROLA MT 2.51.01:

Cable	In (A)
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	160
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	200
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	250
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	315

Protección contra cortocircuitos:

Cable	Intensidad nominal de fusible					
	100	125	160	200	250	315
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	190	155	115			
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	-	605	455	345	260	195
Longitudes en metros <sup>(1)</sup>						

Nuestra selección de cable queda:

-Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 250A > 228,48 AA

-Longitud protegida por cortocircuito 260 m > 210,12 m

### Línea 2: CR –C.G.P. 9

A partir de la Intensidad de corriente en el punto más desfavorable , situado en la C.G.P.16. Teniendo en cuenta los coeficientes de simultaneidad del REBT (ITC- BT 10) , sin aplicar coeficiente de dúplex.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\theta}$$

-Distribución de potencias:

- Potencia en el punto C.G.P. 9.

$$P_{C.G.P.9} = 2 EE = 2 \cdot 9,2 \text{ KW} = 18,4 \text{ KW}.$$

- Potencia en el punto C.G.P. 10.

$$P_{C.G.P.10} = 4 EE = 4 \cdot 9,2 \text{ KW} = 36,8 \text{ KW}.$$

- Potencia en el punto C.G.P. 11.

$$P_{C.G.P.11} = 6 EE = 6 \cdot 9,2 \text{ KW} = 55,2 \text{ KW}.$$

- Potencia en el punto C.G.P. 12.

$$P_{C.G.P.12} = 8 EE = 8 \cdot 9,2 \text{ KW} = 73,6 \text{ KW}.$$

- Potencia en el punto C.G.P. 13.

$$P_{C.G.P.13} = 10 EE = 10 \cdot 9,2 \text{ KW} = 92 \text{ KW}.$$

- Potencia en el punto C.G.P. 14.

$$P_{C.G.P.14} = 12 EE = 12 \cdot 9,2 \text{ KW} = 110,4 \text{ KW}.$$

- Potencia en el punto C.G.P. 15.

$$P_{C.G.P.15} = 14 EE = 14 \cdot 9,2 \text{ KW} = 128,8 \text{ KW}.$$

- Potencia en el punto C.G.P. 16.

$$P_{C.G.P.16} = 16 EE = 16 \cdot 9,2 \text{ KW} = 147,2 \text{ KW}.$$

$$I = \frac{147,2 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,9}$$

$$I = 235,75 \text{ A}$$

### -Comprobación de la Intensidad Máxima Admisible por Criterio de Calentamiento:

$$I_{\text{máx}} = 235,75 \text{ A}$$

Para entrar en las tablas del fabricante necesitamos tener en cuenta un factor de corrección debido al agrupamiento de circuitos, ya que los demás factores son iguales a los factores tipo. La tabla de la casa de Prysmian es la siguiente:

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**




Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

Tomamos el valor de 0,94  $\rightarrow$  2 circuitos agrupados a 600 mm de distancia.

$$I_{\text{Tablas}} = \frac{I}{K} = \frac{235,75}{0,74} = 250,79 \text{ (A)}$$

Con este valor entramos a la tabla de Prysmian correspondiente a los valores máximos admisibles de intensidad:

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390

Podemos ver claramente que para 250,79 es posible escoger una sección de 240 mm<sup>2</sup>, por lo tanto escogeremos ese valor de sección:

$$S = 240\text{mm}^2 \rightarrow I_{\text{adm}} = 340 \cdot 0,74 = 319,6 \text{ (A)} > I_{\text{nom}} = 235,75 \text{ (A)}$$

Por consiguiente procedemos al cálculo del fusible, para lo cual utilizaremos las tablas del proyecto tipo de IBERDROLA MT 2.51.01:

Cable	In (A)
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	160
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	200
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	250
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	315

Protección contra cortocircuitos:

Cable	Intensidad nominal de fusible					
	100	125	160	200	250	315
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	190	155	115			
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	-	605	455	345	260	195
Longitudes en metros (1)						

Al final tenemos que coger el cable con sección de 240 mm<sup>2</sup>, ya que la longitud que debe de proteger es mayor a 165 m.

Nuestra selección de cable queda:

-Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 250A >235,75A

-Longitud protegida por cortocircuito 260 m > 243,04 m

Según la normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo debe de ser igual para las dos ramas, por tanto:

**Línea 1:**

-Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 250A >228,48 A

-Longitud protegida por cortocircuito 260 m >210,12 m

**Línea 2:**

Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 250A >235,75A

-Longitud protegida por cortocircuito 260 m >243,04 m

**1.5.1.3.- Caídas de tensión.**

Para que la sección sea válida es necesario que la caída de tensión de cada una de las ramas sea menos que el 5 %.

$$\Delta U\% = \frac{W \cdot L}{10 \cdot U^2} \cdot (R + X \cdot \tan\theta)$$

Donde:

$$\Delta U\% = W \cdot L \cdot K$$

Siendo:

$$K = \frac{R + X \cdot \tan\theta}{10 \cdot U^2}$$

En esta tabla tenemos el valor de la resistencia y de la impedancia para un valor determinado de sección del conductor:

<b>Sección de fase en mm<sup>2</sup></b>	<b>R - 20° en Ω/km</b>	<b>X en Ω/km</b>
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

En nuestro caso, como hemos seleccionado una sección de 240 mm<sup>2</sup>, los valores de resistencia e impedancia son los siguientes:

$$R = 0,125 \, \Omega / Km$$

$$X = 0,070 \, \Omega / Km$$

$$K = \frac{0,125 + 0,07 \cdot 0,484}{10 \cdot 0,4^2} = 0,0993$$

Tramo	Potencia(KW)	Longitud(m)	$\Delta U\%$	$\Delta U\% \text{Acumu.}$
CR-CGP1	142,47	15,032	0,212	0,212
CGP1- CGP2	121	47,60	0,572	0,784
CGP2- CGP3	106,5	41,62	0,440	1,224
CGP3- CGP4	92	18,67	0,170	1,394
CGP4- CGP5	73,6	37,39	0,273	1,667
CGP5- CGP6	55,2	16,84	0,092	1,759
CGP6- CGP7	36,8	16,48	0,060	1,819
CGP7- CGP8	18,4	16,49	0,030	1,849

$\Delta U\% = 1,849\% < 5\%$  Válido por Caída de Tensión

Tramo	Potencia(KW)	Longitud(m)	$\Delta U\%$	$\Delta U\% \text{Acumu.}$
CR-CGP16	147,2	51,78	0,757	0,757
CGP16- CGP15	128,8	55,87	0,714	1,471
CGP15- CGP14	110,4	17,22	0,188	1,66
CGP14- CGP13	92	17,22	0,157	1,82
CGP13- CGP12	73,6	17,22	0,126	1,94
CGP12- CGP11	55,2	17,22	0,094	2,04
CGP11- CGP10	36,8	50,02	0,182	2,21

<b>CGP10- CGP9</b>	18,4	16,49	0,030	2,25
------------------------	------	-------	-------	------

$$\Delta U\% = 2,25\% < 5\% \text{ Válido por Caída de Tensión}$$

### 1.5.2- Anillo 10.

#### 1.5.2.1.- Previsión de potencia.

Tramo	Electrificación	Cargas	Longitud (m)	Potencia Total (KW)
CR-CGP17		E. Educativo.	19,20	15,071
CGP17- CGP18		E. Educativo.	124,03	15,071
CGP18- CGP19		E. Educativo.	55,17	15,071
CGP19- CGP20		E. Educativo.	20,16	15,071
CGP20- CGP21		E. Educativo.	163,75	15,071
CGP21- CGP22		Centro de mando	71,06	20

#### -Cálculo del punto de mínima tensión:

$$p.m.t. = \frac{\sum L \cdot P}{\sum P \cdot L}$$

$$\sum P = 95,355 \text{ KW.}$$

$$\sum (P \times L) = 23561,18 \text{ KW} \cdot \text{m.}$$

$$p.m.t. = 247,09 \text{ m}$$

El punto de mínima tensión se encuentra situado entre la C.G.P. 20 y la C.G.P.21, a una distancia del Centro de Transformación de 247,09 m.

#### 1.5.2.2- Intensidad.

### **Línea 1: CR –C.G.P. 20**

A partir de la Intensidad de corriente en el punto más desfavorable , situado en la C.G.17. Teniendo en cuenta los coeficientes de simultaneidad del REBT (ITC- BT 10) , sin aplicar coeficiente de dúplex.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\theta}$$

-Distribución de potencias:

- Potencia en el punto C.G.P. 20.

$$P_{C.G.P.20} = 1 \text{ E. Educativo} = 1 \cdot 15,071 \text{ KW} = 15,071 \text{ KW.}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 19.

$$P_{C.G.P.19} = 2 \text{ E. Educativo} = 2 \cdot 15,071 \text{ KW} = 30,142 \text{ KW.}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 18.

$$P_{C.G.P.18} = 3 \text{ E. Educativo} = 3 \cdot 15,071 \text{ KW} = 45,213 \text{ KW.}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 17.

$$P_{C.G.P.17} = 4 \text{ E. Educativo} = 4 \cdot 15,071 \text{ KW} = 60,284 \text{ KW.}$$

$$I = \frac{60,284 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,9}$$

$$I = 96,68 \text{ A}$$

**-Comprobación de la Intensidad Máxima Admisible por Criterio de Calentamiento:**

$$I_{\text{máx}} = 96,68 \text{ A}$$

Para entrar en las tablas del fabricante necesitamos tener en cuenta un factor de corrección debido al agrupamiento de circuitos, ya que los demás factores son iguales a los factores tipo.



La tabla de la casa de Prysmian es la siguiente:

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**




Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

Tomamos el valor de 0,94  $\rightarrow$  2 circuitos agrupados a 600 mm de distancia.

$$I_{\text{Tablas}} = \frac{I}{K} = \frac{96,68}{0,94} = 102,8 \text{ (A)}$$

Con este valor entramos a la tabla de Prysmian correspondiente a los valores máximos admisibles de intensidad:

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390

Podemos ver claramente que para 102,8 es posible escoger una sección de 150 mm<sup>2</sup>, por lo tanto escogeremos ese valor de sección:

$$S = 150 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{\text{adm}} = 260 \cdot 0,94 = 240 \text{ (A)} > I_{\text{nom}} = 96,68 \text{ (A)}$$

Por consiguiente procedemos al cálculo del fusible, para lo cual utilizaremos las tablas del proyecto tipo de IBERDROLA MT 2.51.01:

Cable	In (A)
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	160
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	200
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	250
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	315

Protección contra cortocircuitos:

Cable	Intensidad nominal de fusible					
	100	125	160	200	250	315
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	190	155	115			
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	-	605	455	345	260	195
	Longitudes en metros <sup>(1)</sup>					

Nuestra selección de cable queda:

-Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x240 + 1x150 Al

-Fusible 160A > 96,68 A

-Longitud protegida por cortocircuito 285m > 218,56 m

### Línea 2: CR –C.G.P. 21

A partir de la Intensidad de corriente en el punto más desfavorable , situado en la C.G.22. Teniendo en cuenta los coeficientes de simultaneidad del REBT (ITC- BT 10) , sin aplicar coeficiente de dúplex.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\theta}$$

-Distribución de potencias:

- Potencia en el punto C.G.P. 21.

$$P_{C.G.P.21} = 1 \text{ E. Educativo} = 1 \cdot 15,071 \text{ KW} = 15,071 \text{ KW.}$$

- Potencia en el punto C.G.P. 22.

$$P_{C.G.P.22} = 1 \text{ E. Educativo} + \text{C. Mando} = 1 \cdot 15,071 \text{ KW} + 20 = 35,071 \text{ KW.}$$

$$I = \frac{35,071 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,9}$$

$$I = 56,24 \text{ A}$$

**-Comprobación de la Intensidad Máxima Admisible por Criterio de Calentamiento:**

$$I_{\text{máx}} = 56,24 \text{ A}$$

Para entrar en las tablas del fabricante necesitamos tener en cuenta un factor de corrección debido al agrupamiento de circuitos, ya que los demás factores son iguales a los factores tipo. La tabla de la casa de Prysmian es la siguiente:

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):  
FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**




Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

Tomamos el valor de 0,94 → 2 circuitos agrupados a 600 mm de distancia.

$$I_{\text{Tablas}} = \frac{I}{K} = \frac{56,24}{0,94} = 59,83 \text{ (A)}$$

Con este valor entramos a la tabla de Prysmian correspondiente a los valores máximos admisibles de intensidad:

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390

Podemos ver claramente que para 59,83 es posible escoger una sección de 95 mm<sup>2</sup>, por lo tanto escogemos ese valor de sección:

$$S = 95 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{\text{adm}} = 200 \cdot 0,94 = 188 \text{ (A)} > I_{\text{nom}} = 56,24 \text{ (A)}$$

Por consiguiente procedemos al cálculo del fusible, para lo cual utilizaremos las tablas del proyecto tipo de IBERDROLA MT 2.51.01:

Cable	In (A)
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	160
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	200
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	250
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	315

Protección contra cortocircuitos:

Cable	Intensidad nominal de fusible					
	100	125	160	200	250	315
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	190	155	115			
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	-	605	455	345	260	195
Longitudes en metros <sup>(1)</sup>						

Al final tenemos que coger el cable con sección de 95 mm<sup>2</sup> ya que la longitud que debe de proteger es mayor a 218,55 m.

Nuestra selección de cable queda:

-Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x95 + 1x95 Al

-Fusible 100A > 56,24 A

-Longitud protegida por cortocircuito 255 m > 218,55 m

Según la normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo debe de ser igual para las dos ramas, por tanto:

**Línea 1:**

-Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x150 + 1x95 Al

-Fusible 160A > 96,68 A

-Longitud protegida por cortocircuito 285m > 218,56 m

**Línea 2:**

-Cable XZ1(S) 0,6/1 KV 3x150 + 1x95 Al

-Fusible 100 A > 56,24A

-Longitud protegida por cortocircuito 470 m > 218,55 m

**1.5.2.3.- Caídas de tensión.**

Para que la sección sea válida es necesario que la caída de tensión de cada una de las ramas sea menos que el 5 %.

$$\Delta U\% = \frac{W \cdot L}{10 \cdot U^2} \cdot (R + X \cdot \tan\theta)$$

Donde:

$$\Delta U\% = W \cdot L \cdot K$$

Siendo:

$$K = \frac{R + x \tan \theta}{10xU^2}$$

En esta tabla tenemos el valor de la resistencia y de la impedancia para un valor determinado de sección del conductor:

Sección de fase en mm <sup>2</sup>	R - 20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

En nuestro caso, como hemos seleccionado una sección de 240 mm<sup>2</sup>, los valores de resistencia e impedancia son los siguientes:

$$R = 0,206 \, \Omega / Km$$

$$X = 0,075 \, \Omega / Km$$

$$K = \frac{0,206 + 0,075 \cdot 0,484}{10 \cdot 0,4^2} = 0,1514$$

Tramo	Potencia(KW)	Longitud(m)	ΔU%	ΔU%Acumu.
<b>CR-CGP17</b>	60,284	19,20	0,175	0,175
<b>CGP17-CGP18</b>	45,213	124,03	0,849	1,024
<b>CGP18-CGP19</b>	30,142	55,17	0,251	1,275
<b>CGP19-CGP29</b>	15,071	20,16	0,043	1,318

$$\Delta U\% = 1,318\% < 5\% \text{ Válido por Caída de Tensión}$$

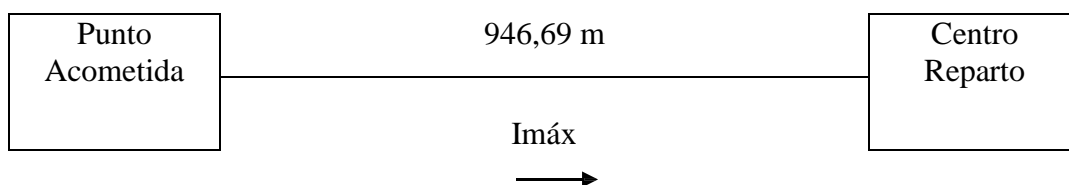
Tramo	Potencia(KW)	Longitud(m)	ΔU%	ΔU%Acumu.
<b>CR-CGP22</b>	35,071	6,26	0,033	0,033
<b>CGP22-CGP21</b>	15,071	71,06	0,162	0,195

$$\Delta U\% = 0,195\% < 5\% \text{ Válido por Caída de Tensión}$$

## 2. Red de Media Tensión.

### 2.1 Línea Subterránea de MT Acometida– Centro de Reparto.

El circuito equivalente quedaría del siguiente modo:



**Ver Plano 9**

Las necesidades de potencia responden a la demanda de los 5 centros de transformación proyectados de acuerdo con las necesidades del conjunto de viviendas y servicios del residencial.

La Línea Subterránea de Media Tensión tendrá que alimentar a los 5 Centros de Transformación cada uno con una potencia de 400 kVA, por lo tanto los cálculos se harán respecto a una previsión de potencia de 2000 kVA.

CT N°	S (KVA)
1	400
2	400
3	400
4	400
CR	400

El CR realiza las funciones de maniobra y reparto enlazando la línea de acometida con el anillo de media tensión y el centro de transformación de abonado.

#### 2.1.1 Criterios para la determinación de la sección.

Para la determinación de la sección de los conductores, es preciso realizar un cálculo en base a las tres consideraciones siguientes:

1. Intensidad máxima admisible por el cable en servicio permanente.
2. Caída de tensión
3. Intensidad máxima admisible en cortocircuito durante un tiempo determinado.

La corriente máxima permanente que el cable debe transportar se determinará en función de la potencia a transmitir (2000 KVA) y la tensión nominal de la línea (20 KV)

### 2.1.1.1 Criterio de la sección por intensidad máxima admisible.

$$I = \frac{S(KVA)}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 57,73 \text{ (A)}$$

La acometida cumple con las condiciones de instalación tipo, es decir una terna de cables unipolares enterrados en toda su longitud en una zanja de un metro de profundidad en terreno de 1,5 k.m/W y temperatura ambiente del terreno de 25°C siendo el único factor de corrección utilizado el de agrupación de cables.

En las tablas siguientes se indican la sección en función de las intensidades máximas admisibles y los factores de corrección que se deben aplicar, según el número de cables tripolares o de ternas de cables unipolares y la distancia entre ternas o cables tripolares según la ITC – LAT 06 del REBT.

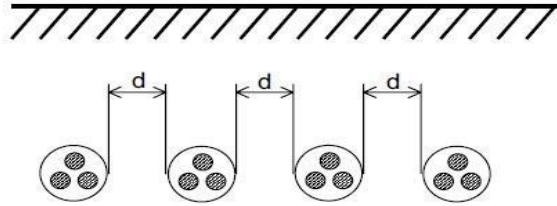
**Tabla 6. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados**

Sección (mm <sup>2</sup> )	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470



Tabla 10. Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-



f.d.c ( $K_t$ ) = 0,79 → Agrupación de cuatro cables a 0.6 metros de separación.

$$I_{\text{máx tabla}} = \frac{I_{\text{máx}}}{K_t} = \frac{57,73}{0,7} = 73,076 \text{ A/mm}^2$$

Selecciono una sección de  $150 \text{ mm}^2$  que admite una intensidad de

$$275 \text{ (A)} \times K_t (0,79) = 217,25 \text{ (A)}$$

$$I_{\text{adm}} > I_{\text{máx}}$$

$$217,25 \text{ (A)} > 57,73 \text{ (A)}$$

-Densidad de corriente:

La densidad de corriente que circulará por el conductor escogido para la L.S.M.T. será de:

$$\delta = \frac{I}{S} = \frac{57,73}{150} = 0,3848 \text{ A/mm}^2$$

Siendo S = sección del conductor.

### 2.1.1.2. Criterio de caída de tensión.

La caída de tensión por resistencia y reactancia de una línea (despreciando la influencia de la capacidad) viene dada por la expresión:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot L (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$$

Donde los valores de R y X, los obtengo de la siguiente tabla:

**Tabla 2a**  
**Características cables con aislamiento de etileno propileno alto modulo (HEPR)**

Sección mm <sup>2</sup>	Tensión Nominal kV	Resistencia Máx. a 105°C Ω /km	Reactancia por fase Ω /km	Capacidad μ F/km
150	12/20	0,277	0,112	0,368
240		0,169	0,105	0,453
400		0,107	0,098	0,536
50	18/30	0,277	0,121	0,266
240		0,169	0,113	0,338
400		0,107	0,106	0,401

Temperatura máxima en servicio permanente 105°C

Temperatura máxima en cortocircuito t < 5s 250°C

Para una sección de 150 mm<sup>2</sup>

$$\left. \begin{array}{l} R = 0,277 \, \Omega/\text{km} \\ X = 0,112 \, \Omega/\text{km} \end{array} \right\}$$

En nuestro caso tendremos:

$$I = 57,73 \, \text{A}$$

$$X = 0,112 \, \Omega/\text{km}$$

$$R = 0,277 \, \Omega/\text{km}$$

$$\cos \varphi = 0,9$$

$$\sin \varphi = 0,435$$

$$L = 946,69 \, \text{m} \, (0,9467 \, \text{Km})$$

Por tanto:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 57,73 \cdot 0,9467 \cdot (0,277 \cdot 0,9 + 0,112 \cdot 0,435) = 28,21 \, \text{V}$$

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U \cdot 100}{U} = \frac{28,21 \cdot 100}{20 \cdot 10^3} = 0,14\% < 5\% \text{ Válido}$$

### 2.1.1.3. Criterio de Intensidad máxima admisible en cortocircuito en los conductores.

En la siguiente tabla se indica la intensidad máxima admisible de cortocircuito en los conductores, en función de los tiempos de duración del cortocircuito.

Tipo de Aislamiento	Tensión kV	Sección mm <sup>2</sup>	Duración del cortocircuito t en s								
			0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
HEPR		150	44,7	31,9	25,8	19,9	14,1	11,5	9,9	8,8	8,1
	12/20	240	71,5	51,1	41,2	31,9	22,5	18,4	15,8	14,1	12,9
	18/30	400	119,2	85,2	68,8	53,2	37,6	30,8	26,4	23,6	21,6

Intensidades de cortocircuito admisibles en los conductores, en kA

(Incremento de temperatura  $160 \Delta\theta$  en °C)

Estas intensidades se han calculado partiendo de la temperatura máxima de servicio de 105 °C y como temperatura final la de cortocircuito > 250 °C. La diferencia entre ambas temperaturas es  $\Delta\theta$ .

En el cálculo se ha considerado que todo el calor desprendido durante el proceso es absorbido por los conductores, ya que su masa es muy grande en comparación con la superficie de disipación de calor y la duración del proceso es relativamente corta (proceso adiabático). En estas condiciones:

$$\frac{I}{S} = \frac{K}{\sqrt{t}}$$

-Donde:

I = Corriente de cortocircuito, en amperios.

S = Sección del conductor, en mm<sup>2</sup>.

K = Coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de las temperaturas al inicio y final del cortocircuito.

t = Duración del cortocircuito, en segundos.

Si se desea conocer la intensidad máxima de cortocircuito para un valor de t distinto de los tabulados, se aplica la fórmula anterior.

K coincide con el valor de intensidad tabulado para t = 1s.

Si, por otro lado, interesa conocer la densidad de corriente de cortocircuito correspondiente a un incremento  $\Delta\theta'$  de temperatura distinto del tabulado  $\Delta\theta = 160^\circ\text{C}$ , basta multiplicar el correspondiente valor de la tabla por el factor de corrección:

$$F = \sqrt{\frac{\Delta\theta'}{\Delta\theta}}$$

Tipo de aislamiento	Tensión KV	Incremento temperatura a $\Delta\theta$ en K	Duración del cortocircuito, t en seg.								
			0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
HEPR	12/20	160	289	213	172	133	94	77	66	59	54

Densidad de corriente del conductor, en A/mm<sup>2</sup>

Tipo de Aislamiento	Tensión kV	Sección mm <sup>2</sup>	Duración del cortocircuito t en s								
			0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
HEPR		150	44,	31,9	25,8	19,9	14,1	11,5	9,9	8,8	8,1
	12/20	240	7	51,1	41,2	31,9	22,5	18,4	15,8	14,1	12,9
	18/30	400	71,	85,2	68,8	53,2	37,6	30,8	26,4	23,6	21,6

Intensidades de cortocircuito admisibles en los conductores, en kA

(Incremento de temperatura 160  $\Delta\theta$  en  $^\circ\text{C}$ )

Para comprobar que la sección elegida, puede soportar la intensidad de cortocircuito que se pueda presentar, hay que partir de la potencia de cortocircuito máxima posible por la configuración de la red.

Iberdrola establece esta potencia en el entronque realizado en el CT existente, es decir donde comienza la línea subterránea de M.T., que es de  $P_{cc} = 350 \text{ MVA}$ , para la tensión  $U=20\text{KV}$ , con lo que tendremos una intensidad de cortocircuito de:

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{350}{\sqrt{3} \cdot 20} = 10,10(\text{KA})$$

$$\delta = \frac{I}{S} = \frac{10,10 \cdot 10^3}{150} = 67,33 \text{ A/mm}^2$$

El tiempo de duración del cortocircuito se establece en 0,5 segundos, que equivale al tiempo de actuación de los elementos de protección, por tanto, el conductor elegido puede soportar la intensidad de cortocircuito que pueda producirse.

De la tabla anterior vemos que para una duración del cortocircuito de 0,5 segundos, un cable de aislamiento HEPR 150 mm<sup>2</sup>, que soporta una densidad de corriente de 133 A/mm<sup>2</sup>, soportará una intensidad de corriente de 19,9 kA, muy superior a la intensidad de cortocircuito, con lo que queda comprobada la eficiencia del cable contra las corrientes de cortocircuito.

#### 2.1.1.4. Otras características eléctricas.

##### 2.1.1.4.1 Capacidad de transporte de la línea.

$$PxL = \frac{U^2}{100 \cdot (R + X \tan \varphi)} \cdot \% \Delta U_{m\acute{a}x} = \frac{20^2}{100 \cdot (0,277 + 0,112 \cdot 0484)} \cdot 5$$

$$PxL = 60,38 MW \cdot Km$$

##### 2.1.1.4.2 Potencia máxima de transporte.

$$P = \frac{PxL}{L} = \frac{60,38}{0,9467} = 63,78 MW$$

##### 2.1.1.4.3 Intensidad de cortocircuito admisible en las pantallas.

En la siguiente tabla se indican, a título orientativo, las intensidades admisibles en las pantallas metálicas, en función del tiempo de duración del cortocircuito.

TABLA XII

Intensidad de cortocircuito admisible, en amperios, en pantallas constituidas por una corona de alambres de cobre de diámetro inferior a 1 mm.

Sección de pantalla mm <sup>2</sup>	Duración del cortocircuito, en segundos								
	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
10	5300	3880	3250	2620	1990	1720	1560	1450	1370
16	8320	6080	5090	4110	3130	2700	2440	2270	2150
25	12700	9230	7700	6160	4630	3960	3560	3290	3100

Los datos relacionados en esta tabla han sido calculados de acuerdo con la norma IEC 60949.

Para una pantalla de 16 mm<sup>2</sup> y un t = 0,5 s.

$$I_{cc \text{ admin}} = \frac{10,10}{3 \text{ fases}} = 3,36 \text{ KA} < 4,11 \text{ KA}$$

### 2.1.2. Tablas resultado de cálculos.

Centro de Reparto	Centro de Transformación Abonado
Tipo de conductor	HEPRZ1 12/20 kV 3(1x150 mm <sup>2</sup> ) Al
Intensidad de corriente	57,73 A
Densidad de corriente	67.33 A/mm <sup>2</sup>
Resistencia	0.277 Ω/km
Reactancia	0.112 Ω/km
Longitud	0,946 m
Caída de tensión	28,21 V
% Caída de tensión	0,1410%
Capacidad de transporte	60.385 MW·Km
Potencia máx. de transporte	63,78 MW
Intensidad adm. cortocircuito	10.10 KA (t = 0,5 seg)

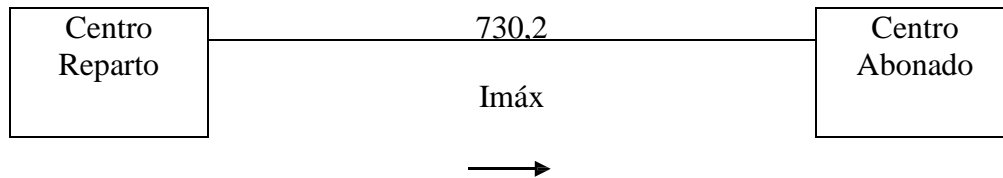
### 2.1.3 Análisis de las tensiones transferibles al exterior por tuberías, raíles, vallas, conductores de neutro, blindaje de cables, circuitos de señalización y de los puntos especialmente peligrosos y estudio de las formas de eliminación o reducción.

De acuerdo con las condiciones de diseño de la línea en una zona completamente nueva para su urbanización y teniendo en cuenta las condiciones del tipo de cable utilizado según el fabricante, las probabilidades de transferencia de tensión al exterior son mínimas. No obstante conviene tener en cuenta lo siguiente:

- Serán conectadas a tierra tanto la pantalla como la cubierta metálica del conductor.
- Las zanjas disponen de una profundidad estipuladas por la compañía suministradora de energía, y todas ellas serán de nueva realización y siendo tenidas en cuenta para posteriores instalaciones como servicio de telecomunicaciones, etc.
- En el caso de que en su trazado, la zanja para el tendido del cable de MT, encuentre en su cercanía la cimentación de alguna farola o transporte de comunicaciones, se tenderá el cable a una distancia mínima de 50 cm. Si esta distancia no se puede cumplir, se utilizará una protección mecánica de resistencia adecuada, prolongada a 50 cm a ambos lados de los cantos descubiertos en el sentido longitudinal de la zanja.

## 2.2 Línea Subterránea de MT Centro de Reparto – Centro de Transformación Abonado.

El circuito equivalente quedaría del siguiente modo:



**Ver Plano 8**

### 2.2.1 Criterios para la determinación de la sección.

Para la determinación de la sección de los conductores, es preciso realizar un cálculo en base a las tres consideraciones siguientes:

- Intensidad máxima admisible por el cable en servicio permanente
- Caída de tensión
- Intensidad máxima admisible en cortocircuito durante un tiempo determinado

La corriente máxima permanente que el cable debe transportar se determinará en función de la potencia a transmitir (2000 KVA) y la tensión nominal de la línea (20 KV).

#### 2.2.1.1 Criterio de la sección por intensidad máxima admisible

- Intensidad de corriente:

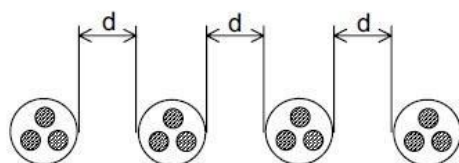
$$I = \frac{S(KVA)}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 20} = 11,54 (A)$$

La acometida cumple con las condiciones de instalación tipo, es decir una terna de cables unipolares enterrados en toda su longitud en una zanja de un metro de profundidad en terreno de 1,5 k.m/W y temperatura ambiente del terreno de 25°C siendo el único factor de corrección utilizado el de agrupación de cables.

En las tablas siguientes se indican la sección en función de las intensidades máximas admisibles y los factores de corrección que se deben aplicar, según el número de cables tripolares o de ternas de cables unipolares y la distancia entre ternas o cables tripolares según la ITC – LAT 06 del REBT.

**Tabla 10. Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares**

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-



**Tabla 6. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados**

Sección (mm <sup>2</sup> )	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470



f.d.c (Kt) = 0,78 → Agrupación de cuatro cables a 0.6 metros de separación.

$$I_{\text{máx tabla}} = \frac{I_{\text{máx}}}{K_t} = \frac{57,73}{0,79} = 73,076 \text{ (A)}$$

Selecciono una sección de 150 mm<sup>2</sup> que admite una intensidad de

$$275 \text{ (A)} \times K_t (0,78) = 14,79 \text{ (A)}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\text{máx}}$$

$$214,5 \text{ (A)} > 14,79 \text{ (A)}$$

- Densidad de corriente:

La densidad de corriente que circulará por el conductor escogido para la L.S.M.T. será de:

$$\delta = \frac{I}{S} = \frac{11,54}{150} = 0,0769 \text{ A/mm}^2$$

### 2.2.1.2 Criterio de caída de tensión.

La caída de tensión por resistencia y reactancia de una línea (despreciando la influencia de la capacidad) viene dada por la expresión:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$$

Donde los valores de R y X los obtengo de la siguiente tabla:

**Tabla 2a**  
**Características cables con aislamiento de etileno propileno alto modulo (HEPR)**

Sección mm <sup>2</sup>	Tensión Nominal kV	Resistencia Máx. a 105°C Ω /km	Reactancia por fase Ω /km	Capacidad μ F/km
150	12/20	0,277	0,112	0,368
240		0,169	0,105	0,453
400		0,107	0,098	0,536
50	18/30	0,277	0,121	0,266
240		0,169	0,113	0,338
400		0,107	0,106	0,401

Temperatura máxima en servicio permanente 105°C

Temperatura máxima en cortocircuito t < 5s 250°C

Para una sección de  $150 \text{ mm}^2$

$$\left. \begin{array}{l} R = 0.277 \, \Omega/\text{km} \\ X = 0.112 \, \Omega/\text{km} \end{array} \right\}$$

En nuestro caso tendremos:

$$I = 11,54 \text{ A}$$

$$X = 0,112 \, \Omega/\text{km}$$

$$R = 0,277 \, \Omega/\text{km}$$

$$\cos \varphi = 0,9$$

$$\sin \varphi = 0,435$$

$$L = 352,74 \text{ m (0,352 Km)}$$

Por tanto:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 11,54 \cdot 0,7302 \cdot (0,277 \cdot 0,9 + 0,112 \cdot 0,435) = 4,35 \text{ V}$$

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U \cdot 100}{U} = \frac{4,35 \cdot 100}{20 \cdot 10^3} = 0,021\% < 5\% \text{ Válido}$$

### 2.2.1.3 Criterio de intensidad máxima admisible en cortocircuito en los conductores.

En la siguiente tabla se indica la intensidad máxima admisible de cortocircuito en los conductores, en función de los tiempos de duración del cortocircuito.

Tipo de Aislamiento	Tensión kV	Sección $\text{mm}^2$	Duración del cortocircuito t en s								
			0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
HEPR	12/20	150	44,7	31,9	25,8	19,9	14,1	11,5	9,9	8,8	8,1
		240	71,5	51,1	41,2	31,9	22,5	18,4	15,8	14,1	12,9
		400	119	85,2	68,8	53,2	37,6	30,8	26,4	23,6	21,6

Intensidades de cortocircuito admisibles en los conductores, en kA

(Incremento de temperatura 160 en °C)

Estas intensidades se han calculado partiendo de la temperatura máxima de servicio de 105 °C y como temperatura final la de cortocircuito > 250 °C. La diferencia entre ambas temperaturas es  $\Delta\theta$ .

En el cálculo se ha considerado que todo el calor desprendido durante el proceso es absorbido por los conductores, ya que su masa es muy grande en comparación con la superficie de disipación de calor y la duración del proceso es relativamente corta (proceso adiabático).

En estas condiciones:

$$\frac{I}{S} = \frac{K}{\sqrt{t}}$$

Donde:

I = Corriente de cortocircuito, en amperios.

S = Sección del conductor, en mm<sup>2</sup>.

K = Coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de las temperaturas al inicio y final del cortocircuito.

t = Duración del cortocircuito, en segundos.

Si se desea conocer la intensidad máxima de cortocircuito para un valor de t distinto de los tabulados, se aplica la fórmula anterior. K coincide con el valor de intensidad tabulado para t=1s.

Si, por otro lado, interesa conocer la densidad de corriente de cortocircuito correspondiente a un incremento  $\Delta\theta'$  de temperatura distinto del tabulado  $\Delta\theta=160$  °C, basta multiplicar el correspondiente valor de la tabla por el factor de corrección:

$$F = \sqrt{\frac{\Delta\theta'}{\Delta\theta}}$$

Tipo de aislamiento	Tensión KV	Incremento temperatura $\Delta\theta$ en K	Duración del cortocircuito, t en seg.								
			0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
HEPR	12/20	160	289	213	172	133	94	77	66	59	54

Densidad de corriente del conductor, en A/mm<sup>2</sup>

Tipo de Aislamiento	Tensión kV	Sección mm <sup>2</sup>	Duración del cortocircuito t en s								
			0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
HEPR	12/20	150	44,7	31,9	25,8	19,9	14,1	11,5	9,9	8,8	8,1
	18/30	240	71,5	51,1	41,2	31,9	22,5	18,4	15,8	14,1	12,9
		400	119,2	85,2	68,8	53,2	37,6	30,8	26,4	23,6	21,6

Intensidades de cortocircuito admisibles en los conductores, en kA

(Incremento de temperatura  $160 \Delta\theta$  en °C)

Para comprobar que la sección elegida, puede soportar la intensidad de cortocircuito que se pueda presentar, hay que partir de la potencia de cortocircuito máxima posible por la configuración de la red.

Iberdrola establece esta potencia en el entronque realizado en el CT existente, es decir donde comienza la línea subterránea de M.T., que es de  $P_{cc} = 350$  MVA, para la tensión  $U=20$  KV, con lo que tendremos una intensidad de cortocircuito de:

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{350}{\sqrt{3} \cdot 20} = 10,10(KA)$$

$$\delta = \frac{I}{S} = \frac{10,10 \cdot 10^3}{150} = 67,33 A/mm^2$$

El tiempo de duración del cortocircuito se establece en 0,5 segundos, que equivale al tiempo de actuación de los elementos de protección, por tanto, el conductor elegido puede soportar la intensidad de cortocircuito que pueda producirse.

De la tabla anterior vemos que para una duración del cortocircuito de 0,5 segundos, un cable de aislamiento HEPR 150 mm<sup>2</sup>, que soporta una densidad de corriente de 133 A/mm<sup>2</sup>, soportará una intensidad de corriente de 19,9 kA, muy superior a la intensidad de cortocircuito, con lo que queda comprobada la eficiencia del cable contra las corrientes de cortocircuito.

#### 2.2.1.4 Otras características eléctricas.

##### 2.2.1.4.1 Capacidad de transporte de la línea.

$$PxL = \frac{U^2}{100 \cdot (R + X \tan \varphi)} \cdot \% \Delta U_{m\acute{a}x} = \frac{20^2}{100 \cdot (0,277 + 0,112 \cdot 0,484)} \cdot 5$$

$$PxL = 60,38 MW \cdot Km$$

##### 2.2.1.4.2 Potencia máxima de transporte.

$$P = \frac{PxL}{L} = \frac{60,38}{0,7302} = 82,69 MW$$

##### 2.2.1.4.3 Intensidad de cortocircuito admisible en las pantallas.

En la siguiente tabla se indican, a título orientativo, las intensidades admisibles en las pantallas metálicas, en función del tiempo de duración del cortocircuito.

TABLA XII

Intensidad de cortocircuito admisible, en amperios, en pantallas constituidas por una corona de alambres de cobre de diámetro inferior a 1 mm.

Sección de pantalla mm <sup>2</sup>	Duración del cortocircuito, en segundos								
	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
10	5300	3880	3250	2620	1990	1720	1560	1450	1370
16	8320	6080	5090	4110	3130	2700	2440	2270	2150
25	12700	9230	7700	6160	4630	3960	3560	3290	3100

Los datos relacionados en esta tabla han sido calculados de acuerdo con la norma IEC 60949.

Para una pantalla de 16 mm<sup>2</sup> y un t = 0,5 s.

$$I_{CC \text{ admin}} = \frac{10,10}{3 \text{ fases}} = 3,36 KA < 4,11 KA$$

### 2.2.2 Tabla resultado de cálculos.

Centro de Reparto	Centro de Transformación Abonado
Tipo de conductor	HEPRZ1 12/20 kV 3(1x150 mm <sup>2</sup> ) Al
Intensidad de corriente	11.54 A
Densidad de corriente	67.33 A/mm <sup>2</sup>
Resistencia	0.277 Ω/km
Reactancia	0.112 Ω/km
Longitud	0,730 m
Caída de tensión	4,35 V
% Caída de tensión	0,021%
Capacidad de transporte	60.385 MW·km
Potencia máx. de transporte	82,69 MW
Intensidad adm. cortocircuito	10,10 KA (t = 0,5 seg)

### 2.2.3 Análisis de las tensiones transferibles al exterior por tuberías, raíles, vallas, conductores de neutro, blindaje de cables, circuitos de señalización y de los puntos especialmente peligrosos y estudio de las formas de eliminación o reducción.

De acuerdo con las condiciones de diseño de la línea en una zona completamente nueva para su urbanización y teniendo en cuenta las condiciones del tipo de cable utilizado según el fabricante, las probabilidades de transferencia de tensión al exterior son mínimas. No obstante conviene tener en cuenta lo siguiente:

- Serán conectadas a tierra tanto la pantalla como la cubierta metálica del conductor.
- Las zanjas disponen de una profundidad estipuladas por la compañía suministradora de energía, y todas ellas serán de nueva realización y siendo tenidas en cuenta para posteriores instalaciones como servicio de telecomunicaciones, etc.
- En el caso de que en su trazado, la zanja para el tendido del cable de MT, encuentre en su cercanía la cimentación de alguna farola o transporte de comunicaciones, se tenderá el cable a una distancia mínima de 50 cm. Si esta distancia no se puede cumplir, se utilizará una protección mecánica de resistencia adecuada, prolongada a 50 cm a ambos lados de los cantos descubiertos en el sentido longitudinal de la zanja.

### 2.3 Cálculo del anillo de Media Tensión.

La línea subterránea de media tensión alimentará a los centros de transformación dispuestos en la siguiente configuración en anillo desde el centro de reparto.

Tramo	Longitud (m)
CR-CT4	635,61
CT4-CT1	871,29
CT1-CT2	215,04
CT2-CT3	230,71
CT3-CR	418,53

**Ver Plano 9**

#### 2.3.1 Criterio para la determinación de la sección.

Para la determinación de la sección de los conductores, es preciso realizar un cálculo en base a las tres consideraciones siguientes:

- Intensidad máxima admisible por el cable en servicio permanente.
- Caída de tensión.
- Intensidad máxima admisible en cortocircuito durante un tiempo determinado.

##### 2.3.1.1 Criterio de la sección por intensidad máxima admisible.

- Intensidad de corriente:

Las condiciones de instalación del conductor serán:

- Terna de cables unipolares.
- Directamente enterrado.
- Profundidad de instalación 1 metro.
- Resistividad térmica del terreno 1 K.m/W.
- Temperatura del terreno de 25°C.

El anillo de media tensión está formado por cinco centros de transformación siendo uno de ellos el centro de reparto.

La longitud total del anillo de media tensión es de  $L = 2371,17$  m.

La intensidad a considerar en cada uno de los transformadores a efectos de cálculo en una LSMT en anillo será de:

$$I = \frac{S(\text{KVA})}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 20} = 11,54_{25,84^\circ}(\text{A}) = 10,38 - j5,03(\text{A})$$

En las tablas siguientes se indican la sección en función de las intensidades máximas admisibles y los factores de corrección que se deben aplicar, según el número de cables tripolares o de ternas de cables unipolares y la distancia entre ternas o cables tripolares según la ITC – LAT 06 del REBT.

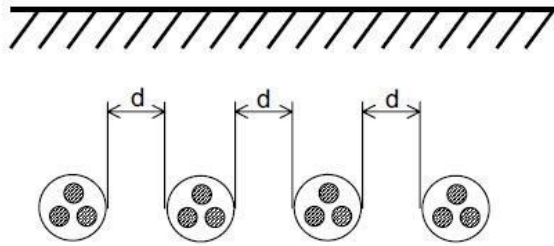
**Tabla 6. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados**

Sección (mm <sup>2</sup> )	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470



Tabla 10. Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-



Al transcurrir por una misma zanja 4 ternas de cables unipolares en el caso más desfavorable, distanciadas entre sí 0.1 m, aplicaremos de acuerdo con la tabla 10 del Reglamento de Líneas de Alta Tensión ITC-LAT 06 un factor de corrección de 0.63, por tanto la intensidad a considerar, en el caso de la alimentación por uno de los extremos será:

$$I_{\text{máx}} = \sum I$$

$$I_{\text{máx}} = 5 \cdot (10,38 - j5,03) = 57,67_{25,85^\circ} \text{ (A)}$$

Aplicando los factores de corrección nos queda:

f.d.c (Kt) = 0,79 → Agrupación de cuatro cables a 0.6 metros de separación.

$$I_{\text{máx tabla}} = \frac{I_{\text{máx}}}{K_t} = \frac{57,67}{0,79} = 73 \text{ (A)}$$

Selecciono una sección de 150 mm<sup>2</sup> que admite una intensidad de

$$275 \text{ (A)} \times K_t (0,79) = 217,25 \text{ (A)}$$

$$I_{adm.} > I_{m\acute{a}x}$$

$$217,25 \text{ (A)} > 57,67 \text{ (A)}$$

- Densidad de corriente:

La densidad de corriente que circulará por el conductor escogido para la L.S.M.T. será de:

$$\delta = \frac{I}{S} = \frac{57,67}{150} = 0,384 \text{ A/mm}^2$$

### 2.3.1.2 Criterio de caída de tensión.

La caída de tensión por resistencia y reactancia de una línea (despreciando la influencia de la capacidad) viene dada por la expresión:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$$

Donde los valores de R y X los obtengo de la siguiente tabla:

**Tabla 2a**  
**Características cables con aislamiento de etileno propileno alto modulo (HEPR)**

Sección mm <sup>2</sup>	Tensión Nominal kV	Resistencia Máx. a 105°C Ω /km	Reactancia por fase Ω /km	Capacidad μ F/km
150	12/20	0,277	0,112	0,368
240		0,169	0,105	0,453
400		0,107	0,098	0,536
50	18/30	0,277	0,121	0,266
240		0,169	0,113	0,338
400		0,107	0,106	0,401

Temperatura máxima en servicio permanente 105°C

Temperatura máxima en cortocircuito t < 5s 250°C

$$\text{Para una sección de } 150 \text{ mm}^2 \left\{ \begin{array}{l} R = 0,277 \text{ } \Omega/\text{km} \\ X = 0,112 \text{ } \Omega/\text{km} \end{array} \right.$$

En nuestro caso tendremos:

$$I = 11.54 \text{ A}$$

$$X = 0,112 \Omega/\text{km}$$

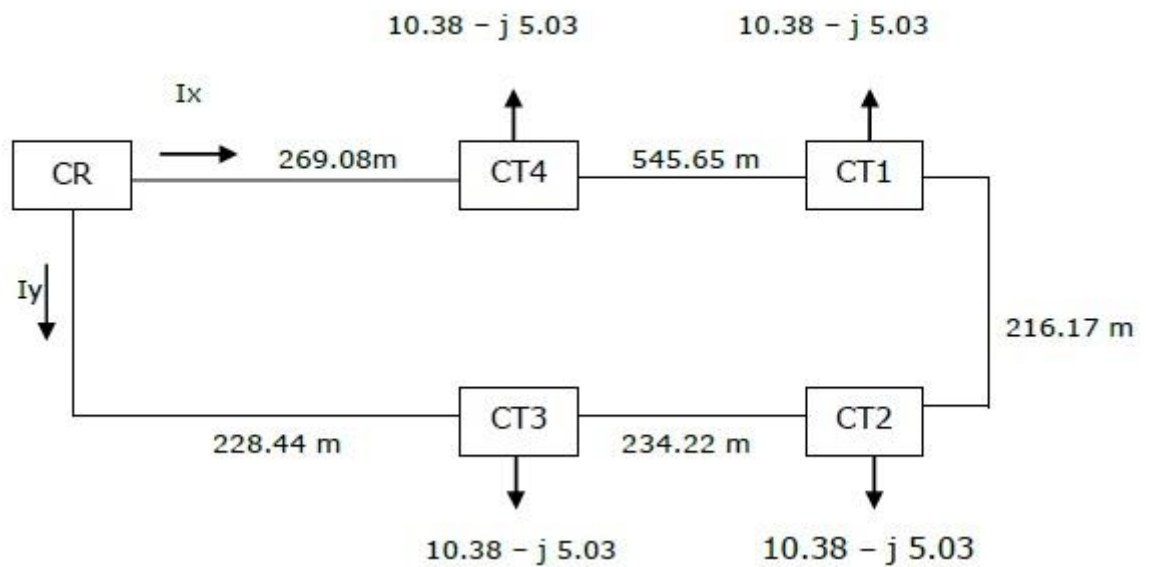
$$R = 0,277 \Omega/\text{km}$$

$$\cos\varphi = 0,9$$

$$\sin\varphi = 0,435$$

$$L = 2371,17 \text{ m (1,371 Km)}$$

Una vez calculada la corriente absorbida en cada punto obtenemos el siguiente esquema de distribución de carga:



#### Cálculo del punto de mínima tensión:

Para calcular el punto de mínima tensión procederé a determinar las corrientes por los extremos  $I_x$  e  $I_y$  a partir de las siguientes expresiones:

$$I_x = \sum I - I_y$$

$$I_y = \frac{\sum (Z_x I)}{Z_t}$$

Donde:

$$\sum I = 4 \cdot (10,38 - j5,03) = 41,52 - j20,12 \text{ (A)}$$

$$Z = R + jX = (0,277 + j0,112) \Omega/\text{Km}$$

R: resistencia a 105°C según norma Iberdrola 0,277  $\Omega/\text{km}$ .

X: reactancia por fase según norma de Iberdrola 0,112  $\Omega/\text{km}$

Considerando el Centro de Reparto (CR) como el punto de referencia para el origen de los cálculos determino las impedancias con respecto al origen usando la siguiente expresión:

$$Z = (R + jX) \times L$$

$$Z_{\text{CR-CT4}} = (0,277 + j0,112) \cdot 0,635 = 0,175 + j0,071 = 0,188_{22,08} \circ \Omega$$

$$Z_{\text{CR-CT1}} = (0,277 + j0,112) \cdot 1,5 = 0,415 + j0,168 = 0,447_{22,04} \circ \Omega$$

$$Z_{\text{CR-CT2}} = (0,277 + j0,112) \cdot 1,71 = 0,437 + j0,208 = 0,488_{25,45} \circ \Omega$$

$$Z_{\text{CR-CT3}} = (0,277 + j0,112) \cdot 1,925 = 0,533 + j0,215 = 0,575_{22,01} \circ \Omega$$

$$Z_{\text{CR-CR'}} = (0,277 + j0,112) \cdot 2,34 = 0,648 + j0,262 = 0,7_{22,01} \circ \Omega$$

TRAMO	LONGITUD (km)	Z = (R+JX)×L (Ω)
<b><math>Z_{\text{CR-CT4}}</math></b>	0,635	<b>0,175 + j0,071</b>
<b><math>Z_{\text{CR-CT1}}</math></b>	1,50	<b>0,415 + j0,168</b>
<b><math>Z_{\text{CR-CT2}}</math></b>	1,71	<b>0,437 + j0,208</b>
<b><math>Z_{\text{CR-CT3}}</math></b>	1,295	<b>0,533 + j0,215</b>
<b><math>Z_{\text{CR-CR'}}</math></b>	<b>2,34</b>	<b>0,648 + j0,262</b>

Valores de impedancia desde el origen:

TRAMO	LONGITUD (Km)	$Z = (R+JX) \times L \text{ (}\Omega\text{)}$
<b>Z<sub>CR – CT4</sub></b>	0,635	<b>0,175 + j0,071</b>
<b>Z<sub>CT4 – CT1</sub></b>	0,871	<b>0,415 + j0,168</b>
<b>Z<sub>CT1 – CT2</sub></b>	0,215	<b>0,241 + j0,097</b>
<b>Z<sub>CT2 – CT3</sub></b>	0,230	<b>0,063 + j0,025</b>
<b>Z<sub>CT3 – CR</sub></b>	<b>0,418</b>	<b>0,115 + j0,046</b>

Valores de impedancia por tramos

Utilizando la expresión anterior y sustituyendo valores calculo el valor de  $I_y$ :

$$I_y = \frac{\sum(Z \cdot I)}{Z_t}$$

$$I_y = \frac{Z_{CR-CT4} \cdot I_{CT4} + Z_{CR-CT1} \cdot I_{CT1} + Z_{CR-CT3} \cdot I_{CT3}}{Z_t}$$

$$I_y = \frac{0,188_{22,08} \circ 11,54_{-25,84^\circ} + 0,447_{22,04} \circ 11,54_{-25,84^\circ} + 0,575_{22,01} \circ 11,54_{-25,84^\circ}}{0,7_{22,01} \circ}$$

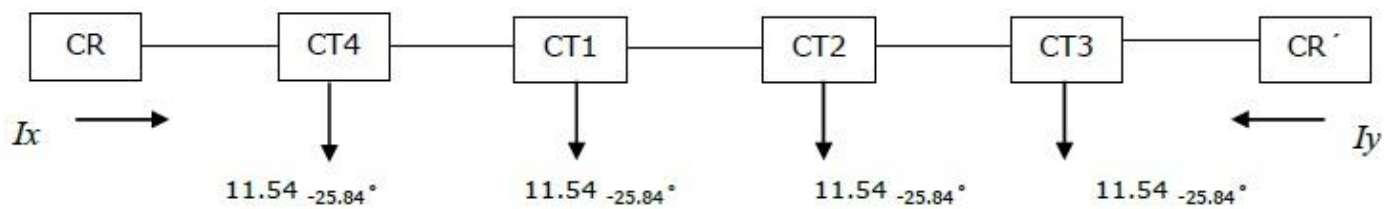
$$I_y = 18,40 - j8,902 \text{ (A)} = 20,44_{-25,82^\circ}$$

Procedo de igual manera para el cálculo de  $I_x$ :

$$I_x = \sum I - I_y$$

$$\begin{aligned} I_x &= (41,54 - j20,12) - (18,40 - j8,902) = (23,144 - j11,22) \\ &= 25,72_{-25,85^\circ} \text{ (A)} \end{aligned}$$

Abrimos el anillo para localizar el punto de mínima tensión obteniendo el siguiente esquema equivalente:



$$I_{CR-CT4} = I_x = (23,144 - j11,22) = 25,72_{-25,85^\circ} \text{ (A)}$$

$$I_{CR-CT4} = I_{CT4} + I_{CT4-CT1}$$

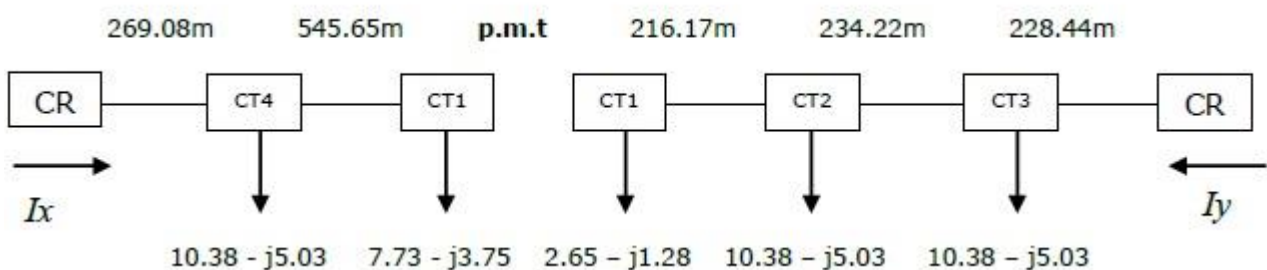
$$I_{CT4-CT1} = (18,40 - j8,902) - (10,38 - j5,03) = (8,02 - j3,87)$$

$$I_{CT4-CT1} = I_{CT1} + I_{CT1-CT2}$$

$$I_{CT1-CT2} = (8,02 - j3,87) - (10,38 - j5,03) = (-2,36 + j1,36)$$

TRAMO	INTENSIDADES DE CORRIENTE (A)
$I_x = I_{CR-CT4}$	$18.11 - j 8.78$
$I_{CT4-CT1}$	$7.73 - j 3.75$
$I_{CT1-CT2}$	$-2.65 + j 1.28$
$I_{CT2-CT3}$	$13.03 + j 6.31$
$I_y = I_{CT3-CR}$	$-23.41 + j 11.34$

En el tramo ( $I_{CT1-CT2}$ ) se produce un cambio de signo en la forma binómica por lo tanto podemos decir que hemos encontrado el punto de mínima tensión y podemos establecer la apertura de la línea, utilizando por tanto el circuito equivalente representado en la figura siguiente para realizar dicho cálculo:



La expresión que emplearemos para el cálculo de la caída de tensión es:

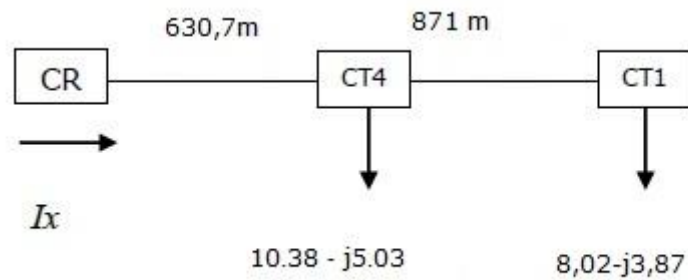
$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot Z \cdot I$$

Podremos expresar el cálculo de la caída de tensión a través de dos tramos:

Tramo CR  $\longrightarrow$  CT1

Tramo CR  $\longrightarrow$  CT1'

### 1. Tramo CR $\rightarrow$ CT 1



$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot (Z_{CR-CT4} \cdot I_x + Z_{CT4-CT1} \cdot I_{CT4-CT1})$$

Donde:

$$Z_{CR-CT4} \cdot I_x = 0,188_{22,08} \circ \cdot 25,72_{-25,85} = (4,82 - j0,31) = 4,83_{-3,77^\circ}$$

$$Z_{CT4-CT1} \cdot I_{CT4-CT1} = 0,44_{22,08} \circ \cdot 8,9_{-25,75} = (3,9 - j0,25) = 3,91_{-3,67^\circ}$$

$$Z_{CR-CT4} \cdot I_x + Z_{CT4-CT1} \cdot I_{CT4-CT1} = (4,82 - j0,31) + (3,9 - j0,25) = (8,72 - j0,56)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot (8,73_{-3,67}) = (15,10 - j0,97) = 15,13_{-3,67^\circ}(V)$$

Ahora calculo la caída de tensión en tanto por ciento con respecto a la tensión en cabeza de línea (20 kV) con la siguiente expresión:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U \cdot 100}{U}$$

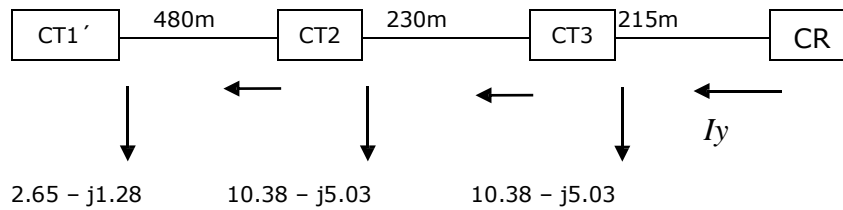
Siendo:

$$U = 20.000 \text{ V}$$

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U \cdot 100}{U} = \frac{15,13 \cdot 100}{20 \cdot 10^3} = 0,075\% < 5\% \text{ Válido}$$

Como comprobación se puede calcular la caída de tensión máxima desde el otro extremo del anillo.

## 2. Tramo CR → CT1'



$$I_{CR-CT3} = I_y = (18,40 - j8,902) = 20,44_{-25,82^\circ} \text{ (A)}$$

$$I_{CR-CT3} = I_{CT3} + I_{CT3-CT2}$$

$$I_{CT3-CT2} = I_{CR-CT3} - I_{CT3} = (18,40 - j8,902) - (10,38 - j5,03) = (8,02 - j3,87)$$

$$I_{CT3-CT2} = I_{CT2} + I_{CT2-CT1}$$

$$I_{CT3-CT2} = I_{CT3-CT2} - I_{CT2} = (8,02 - j3,87) - (10,38 - j5,03) = (-2,36 + j1,36)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot (Z_{CR-CT3} \cdot I_y + Z_{CT2-CT1} \cdot I_{CT2-CT1})$$

Antes debemos conocer el valor de las impedancias por cada tramo:

$$Z_{CR-CT3} = (0,277 + j0,112) \cdot 0,418 = 0,115 + j0,05 = 0,126_{23,77^\circ} \Omega$$

$$Z_{CT3-CT2} = (0,277 + j0,112) \cdot 0,230 = 0,063 + j0,028 = 0,07_{23,77^\circ} \Omega$$

$$Z_{CT2-CT1} = (0,277 + j0,112) \cdot 0,215 = 0,06 + j0,024 = 0,064_{22,01^\circ} \Omega$$

$$Z_{CR-CT3} \cdot I_y = 0,125_{23,5^\circ} \cdot 20,44_{-25,82^\circ} = (2,55 + j0,10)$$

$$Z_{CT3-CT2} \cdot I_{CT3-CT2} = 0,07_{23,77^\circ} \cdot 8,90_{-25,82^\circ} = (0,38 - j0,488)$$

$$Z_{CT2-CT1} \cdot I_{CT2-CT1} = 0,064_{22,01^\circ} \cdot 2,72_{-25,82^\circ} = (0,17 - j0,011)$$



$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot ((2,55 + j0,10) + (0,38 - j0,488) + (0,17 - j0,011)) = (3,1 - j0,4) = 3,125_{-7,33^\circ}(V)$$

Este valor de caída de tensión coincide con el calculado anteriormente.

Ahora calculo la caída de tensión en tanto por ciento con respecto a la tensión en cabeza de línea (20 kV) con la siguiente expresión:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U \cdot 100}{U} = \frac{3,125 \cdot 100}{20 \cdot 10^3} = 0,015\% < 5\% \text{ Válido}$$

### 2.3.1.3.1 Criterio de Intensidad máxima admisible en cortocircuito en los conductores.

En la siguiente tabla se indica la intensidad máxima admisible de cortocircuito en los conductores, en función de los tiempos de duración del cortocircuito.

Tipo de Aislamiento	Tensión kV	Sección mm <sup>2</sup>	Duración del cortocircuito t en s								
			0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
HEPR	12/20 18/30	150	44,7	31,9	25,8	19,9	14,1	11,5	9,9	8,8	8,1
		240	71,5	51,1	41,2	31,9	22,5	18,4	15,8	14,1	12,9
		400	119,	85,2	68,8	53,2	37,6	30,8	26,4	23,6	21,6

Intensidades de cortocircuito admisibles en los conductores, en kA

(Incremento de temperatura  $160 \Delta\theta$  en °C)

Estas intensidades se han calculado partiendo de la temperatura máxima de servicio de 105 °C y como temperatura final la de cortocircuito > 250 °C. La diferencia entre ambas temperaturas es  $\Delta\theta$ .

En el cálculo se ha considerado que todo el calor desprendido durante el proceso es absorbido por los conductores, ya que su masa es muy grande en comparación con la superficie de disipación de calor y la duración del proceso es relativamente corta (proceso adiabático). En estas condiciones:

$$\frac{I}{S} = \frac{K}{\sqrt{t}}$$

-Donde:

- I = Corriente de cortocircuito, en amperios.
- S = Sección del conductor, en mm<sup>2</sup>.
- K = Coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de las temperaturas al inicio y final del cortocircuito.
- t = Duración del cortocircuito, en segundos.

Si se desea conocer la intensidad máxima de cortocircuito para un valor de t distinto de los tabulados se aplica la fórmula anterior. K coincide con el valor de intensidad tabulado para t = 1s.

Si, por otro lado, interesa conocer la densidad de corriente de cortocircuito correspondiente a un incremento  $\Delta\theta'$  de temperatura distinto del tabulado  $\Delta\theta = 160^\circ\text{C}$ , basta multiplicar el correspondiente valor de la tabla por el factor de corrección:

$$F = \sqrt{\frac{\Delta\theta'}{\Delta\theta}}$$

Tipo de aislamiento	Tensión  KV	Incremento temperatura $\Delta\theta$ en K	Duración del cortocircuito, t en seg.								
			0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
HEPR	12/20	160	289	213	172	133	94	77	66	59	54

Densidad de corriente del conductor, en A/mm<sup>2</sup>

Tipo de Aislamiento	Tensión kV	Sección mm <sup>2</sup>	Duración del cortocircuito t en s								
			0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
HEPR	12/20 18/30	150	44	31,9	25,8	19,9	14,1	11,5	9,9	8,8	8,1
		240	71	51,1	41,2	31,9	22,5	18,4	15,8	14,1	12,9
		400	119	85,2	68,8	53,2	37,61	30,8	26,4	23,6	21,6

Intensidades de cortocircuito admisibles en los conductores, en kA (Incremento de temperatura 160  $\Delta\theta$  en  $^\circ\text{C}$ )

Para comprobar que la sección elegida, puede soportar la intensidad de cortocircuito que se pueda presentar, hay que partir de la potencia de cortocircuito máxima posible por la configuración de la red.

Iberdrola establece esta potencia en el entronque realizado en el CT existente, es decir donde comienza la línea subterránea de M.T., que es de **P<sub>cc</sub> = 350 MVA**, para la tensión

**U=20KV**, con lo que tendremos una intensidad de cortocircuito de:

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{350}{\sqrt{3} \cdot 20} = 10,10(KA)$$

$$\delta = \frac{I}{S} = \frac{10,10 \cdot 10^3}{150} = 67,33 A/mm^2$$

El tiempo de duración del cortocircuito se establece en 0,5 segundos, que equivale al tiempo de actuación de los elementos de protección, por tanto, el conductor elegido puede soportar la intensidad de cortocircuito que pueda producirse.

De la tabla anterior vemos que para una duración del cortocircuito de 0,5 segundos, un cable de aislamiento HEPR 150 mm<sup>2</sup>, que soporta una densidad de corriente de **133 A/mm<sup>2</sup>**, soportará una intensidad de corriente de **19.9 kA**, muy superior a la intensidad de cortocircuito, con lo que queda comprobada la eficiencia del cable contra las corrientes de cortocircuito.

#### **2.3.1.4 Otras características eléctricas.**

##### **2.3.1.4.1 Capacidad de transporte de la línea**

$$PxL = \frac{U^2}{100 \cdot (R + X \tan \varphi)} \cdot \% \Delta U_{m\acute{a}x} = \frac{20^2}{100 \cdot (0,277 + 0,112 \cdot 0,484)} \cdot 5$$

$$PxL = 60,38 MW \cdot$$

##### **2.3.1.4.2 Potencia de transporte por tramos.**

Tramo CR-CT1

$$P = \frac{PxL}{L} = \frac{60,38}{1,56} = 38,70 MW$$

Tramo CR-CT1'

$$P = \frac{PxL}{L} = \frac{60,38}{0,925} = 65,27 MW$$

### 2.3.1.4.3 Potencia de transporte total.

Tramo CR-CT1

$$P = \frac{PxL}{L} = \frac{60,38}{2,485} = 24,29 \text{ MW}$$

Comprobamos que este valor es muy superior a la potencia demandada por el conjunto de los centros de transformación.

$$400(\text{KVA}) \times 5 \text{ Transformadores} \times 0.9 = 1800 \text{ KW}$$

$$1800 \text{ KW} < 24,29 \text{ MW}$$

### 2.3.1.4.4 Intensidad de cortocircuito admisible en las pantallas:

En la siguiente tabla se indican, a título orientativo, las intensidades admisibles en las pantallas metálicas, en función del tiempo de duración del cortocircuito.

TABLA XII

Intensidad de cortocircuito admisible, en amperios, en pantallas constituidas por una corona de alambres de cobre de diámetro inferior a 1 mm.

Sección de pantalla mm <sup>2</sup>	Duración del cortocircuito, en segundos								
	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
10	5300	3880	3250	2620	1990	1720	1560	1450	1370
16	8320	6080	5090	4110	3130	2700	2440	2270	2150
25	12700	9230	7700	6160	4630	3960	3560	3290	3100

Los datos relacionados en esta tabla han sido calculados de acuerdo con la norma IEC 60949.

Para una pantalla de 16 mm<sup>2</sup> y un t = 0.5 s.

$$I_{cc \text{ admin}} = \frac{10,10}{3 \text{ fases}} = 3,36 \text{ KA} < 4,11 \text{ KA}$$

### 2.3.2 Tabla resultado de cálculos.

Centro de Reparto	Centro de Transformación Abonado
Tipo de conductor	HEPRZ1 12/20 kV 3(1x150 mm <sup>2</sup> ) Al
Intensidad de corriente $I_x$	25,72 A
Intensidad de corriente $I_y$	20,44 A
Densidad de corriente	67.33 A/mm <sup>2</sup>
Resistencia	0.277 $\Omega$ /km
Reactancia	0.112 $\Omega$ /km
Longitud	2431 m
Caída de tensión	3,12 V
% Caída de tensión	0,015%
Capacidad de transporte	60.385 MW·Km
Potencia máx. de transporte	24,29 MW
Intensidad adm. cortocircuito	10.10KA (t = 0,5 seg)

## 3. Centros de Transformación

### 3.1 Centro de Transformación PFU-5/20 (CR)

#### 3.1.1 Intensidad de Media Tensión.

La intensidad primaria en un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_p = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_p} \quad (2.3.1.1.a)$$

donde:

P      potencia del transformador [kVA]  
U<sub>p</sub>    tensión primaria [kV]  
I<sub>p</sub>    intensidad primaria [A]

En el caso que nos ocupa, la tensión primaria de alimentación es de 20 kV.

Para el único transformador de este Centro de Reparto, la potencia es de 400 kVA en base a una demanda de potencia de 234.04 KVA.

$$I_p = 11,5 \text{ A}$$

### 3.1.2 Intensidad de Baja Tensión

Para el único transformador de este Centro de Transformador, la potencia es de 400 kVA, y la tensión secundaria es de 420 V en vacío.

La intensidad secundaria en un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_s = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_s} \quad (2.3.1.2.a)$$

donde:

P      potencia del transformador [kVA]  
U<sub>s</sub>    tensión en el secundario [kV]  
I<sub>s</sub>     intensidad en el secundario [A]

La intensidad en las salidas de 420 V en vacío puede alcanzar el valor

$$I_s = 549,9 \text{ A}$$

### 3.1.3 Cortocircuitos

#### 3.1.3.1 Observaciones

Para el cálculo de las intensidades que origina un cortocircuito se tendrá en cuenta la potencia de cortocircuito de la red de MT, valor especificado por la compañía eléctrica.

#### 3.1.3.2 Cálculo de las intensidades de cortocircuito

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito en la instalación, se utiliza la expresión:

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_p} \quad (2.3.1.3.2.a)$$

donde:

$S_{cc}$  potencia de cortocircuito de la red [MVA]  
 $U_p$  tensión de servicio [kV]  
 $I_{ccp}$  corriente de cortocircuito [kA]

Para los cortocircuitos secundarios, se va a considerar que la potencia de cortocircuito disponible es la teórica de los transformadores de MT-BT, siendo por ello más conservadores que en las consideraciones reales.

La corriente de cortocircuito del secundario de un transformador trifásico, viene dada por la expresión:

$$I_{ccs} = \frac{100 \cdot P}{\sqrt{3} \cdot E_{cc} \cdot U_s} \quad (2.3.1.3.2.b)$$

donde:

$P$  potencia de transformador [kVA]  
 $E_{cc}$  tensión de cortocircuito del transformador [%]  
 $U_s$  tensión en el secundario [V]  
 $I_{ccs}$  corriente de cortocircuito [kA]

### 3.1.3.3 Cortocircuito en el lado de Media Tensión

Utilizando la expresión 2.3.1.3.2.a, en el que la potencia de cortocircuito es de 350 MVA y la tensión de servicio 20 kV, la intensidad de cortocircuito es :

$$I_{ccp} = 10,1 \text{ kA}$$

### 3.1.3.4 Cortocircuito en el lado de Baja Tensión

Para el único transformador de este Centro de Transformación, la potencia es de 400 kVA, la tensión porcentual del cortocircuito del 4%, y la tensión secundaria es de 420 V en vacío.

La intensidad de cortocircuito en el lado de BT con 420 V en vacío será, según la fórmula 2.3.1.3.2.b:

$$I_{ccs} = 13,7 \text{ kA}$$

### 3.1.4 Selección de fusibles de media y baja tensión

Los fusibles de media tensión vienen ya incorporados de fábrica en las respectivas celdas de MT, mientras que los fusibles de baja tensión, serán seleccionados en función de la intensidad nominal a circular por los anillos y la distancia a cubrir por estos, serán del tipo NH gL/gG.

En la siguiente tabla se muestra que fusible se tiene que incorporar a cada salida del cuadro de BT:

CT		In FUSIBLE (A)
<b>1</b>	Anillo 1	Tramo 1 <b>3</b>
		Tramo 2 <b>2</b>
	Anillo 2	Tramo 1 <b>3</b>
		Tramo 2 <b>2</b>
<b>2</b>	Anillo 1	Tramo 1 <b>3</b>
		Tramo 2 <b>3</b>
	Anillo 2	Tramo 1 <b>2</b>
		Tramo 2 <b>3</b>
<b>3</b>	Anillo 1	Tramo 1 <b>3</b>
		Tramo 2 <b>2</b>
	Anillo 2	Tramo 1 <b>2</b>
		Tramo 2 <b>2</b>
<b>4</b>	Anillo 1	Tramo 1 <b>1</b>
		Tramo 2 <b>2</b>
	Anillo 2	Tramo 1 <b>2</b>
		Tramo 2 <b>2</b>
<b>CR</b>	Anillo 1	Tramo 1 <b>1</b>
		Tramo 2 <b>1</b>
	Anillo 2	Tramo 1 <b>2</b>
		<b>Tramo 2 2</b>

### 3.1.5 Dimensionado del embarrado

Las celdas fabricadas por ORMAZABAL han sido sometidas a ensayos para certificar los valores indicados en las placas de características, por lo que no es necesario realizar cálculos teóricos ni hipótesis de comportamiento de celdas.

#### 3.1.5.1 Comprobación por densidad de corriente

La comprobación por densidad de corriente tiene por objeto verificar que el conductor indicado es capaz de conducir la corriente nominal máxima sin superar la densidad máxima posible para el material conductor. Esto, además de mediante cálculos teóricos, puede comprobarse realizando un ensayo de intensidad nominal, que con objeto de disponer de suficiente margen de seguridad, se considerará que es la intensidad del bucle, que en este caso es de 400 A.



### 3.1.5.2 Comprobación por sollicitación electrodinámica

La intensidad dinámica de cortocircuito se valora en aproximadamente 2,5 veces la intensidad eficaz de cortocircuito calculada en el apartado 2.3.2.a de este capítulo, por lo que:

$$I_{cc}(\text{din}) = 25,3 \text{ kA}$$

### 3.1.5.3 Comprobación por sollicitación térmica

La comprobación térmica tiene por objeto comprobar que no se producirá un calentamiento excesivo de la aparamenta por defecto de un cortocircuito. Esta comprobación se puede realizar mediante cálculos teóricos, pero preferentemente se debe realizar un ensayo según la normativa en vigor. En este caso, la intensidad considerada es la eficaz de cortocircuito, cuyo valor es:

$$I_{cc}(\text{ter}) = 10,1 \text{ kA.}$$

### 3.1.6 Protección contra sobrecargas y cortocircuitos

Los transformadores están protegidos tanto en MT como en BT. En MT la protección la efectúan las celdas asociadas a esos transformadores, mientras que en BT la protección se incorpora en los cuadros de las líneas de salida.

#### Transformador

La protección en MT de este transformador se realiza utilizando una celda de interruptor con fusibles, siendo éstos los que efectúan la protección ante eventuales cortocircuitos.

Estos fusibles realizan su función de protección de forma ultrarrápida (de tiempos inferiores a los de los interruptores automáticos), ya que su fusión evita incluso el paso del máximo de las corrientes de cortocircuitos por toda la instalación.

Los fusibles se seleccionan para:

- Permitir el funcionamiento continuado a la intensidad nominal, requerida para esta aplicación.
- No producir disparos durante el arranque en vacío de los transformadores, tiempo en el que la intensidad es muy superior a la nominal y de una duración intermedia.
- No producir disparos cuando se producen corrientes de entre 10 y 20 veces la nominal, siempre que su duración sea inferior a 0,1 s, evitando así que los fenómenos transitorios provoquen interrupciones del suministro.

Sin embargo, los fusibles no constituyen una protección suficiente contra las sobrecargas, que tendrán que ser evitadas incluyendo un relé de protección de transformador, o si no es posible, una protección térmica del transformador. La intensidad nominal de estos fusibles es de 25 A.

La celda de protección de este transformador no incorpora relé, al considerarse suficiente el empleo de las otras protecciones.

#### Termómetro

El termómetro verifica que la temperatura del dieléctrico del transformador no supera los valores máximos admisibles.

#### Protecciones en BT

Las salidas de BT cuentan con fusibles en todas las salidas, con una intensidad nominal igual al valor de la intensidad nominal exigida a esa salida y un poder de corte como mínimo igual a la corriente de cortocircuito correspondiente, según lo calculado en el apartado 2.3.1.4.

### **3.1.7 Dimensionado de los puentes de MT**

Los cables que se utilizan en esta instalación, descritos en la memoria, deberán ser capaces de soportar los parámetros de la red.

#### Transformador

La intensidad nominal demandada por este transformador es igual a 11,5 A que es inferior al valor máximo admisible por el cable.

Este valor es de 150 A para un cable de sección de 50 mm<sup>2</sup> de Al según el fabricante.

### **3.1.8 Dimensionado de la ventilación del Centro de Transformación.**

Se considera de interés la realización de ensayos de homologación de los Centros de Transformación.

El edificio empleado en esta aplicación ha sido homologado según los protocolos obtenidos en laboratorio Labein (Vizcaya - España):

- 97624-1-E, para ventilación de transformador de potencia hasta 1000 kVA
- 960124-CJ-EB-01, para ventilación de transformador de potencia hasta 1600 kVA

### **3.1.9 Dimensionado del pozo apagafuegos**

Se dispone de un foso de recogida de aceite de 600 l de capacidad por cada transformador cubierto de grava para la absorción del fluido y para prevenir el vertido del mismo hacia el exterior y minimizar el daño en caso de fuego.

### **3.1.10 Cálculo de las instalaciones de puesta a tierra**

#### **3.1.10.1 Investigación de las características del suelo**

El Reglamento de Alta Tensión indica que para instalaciones de tercera categoría, y de intensidad de cortocircuito a tierra inferior o igual a 16 kA no será imprescindible realizar la citada investigación previa de la resistividad del suelo, bastando el examen visual del terreno y pudiéndose estimar su resistividad, siendo necesario medirla para corrientes superiores.

Según la investigación previa del terreno donde se instalará este Centro de Transformación, se determina la resistividad media en 150 Ohm·m.

#### **3.1.10.2 Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo correspondiente a la eliminación del defecto**

En las instalaciones de MT de tercera categoría, los parámetros que determinan los cálculos de faltas a tierra son las siguientes:

De la red:

- Tipo de neutro. El neutro de la red puede estar aislado, rígidamente unido a tierra, unido a esta mediante resistencias o impedancias. Esto producirá una limitación de la corriente de la falta, en función de las longitudes de líneas o de los valores de impedancias en cada caso.
- Tipo de protecciones. Cuando se produce un defecto, éste se eliminará mediante la apertura de un elemento de corte que actúa por indicación de un dispositivo relé de intensidad, que puede actuar en un tiempo fijo (tiempo fijo), o según una curva de tipo inverso (tiempo dependiente). Adicionalmente, pueden existir reenganches posteriores al primer disparo, que sólo influirán en los cálculos si se producen en un tiempo inferior a los 0,5 segundos.

No obstante, y dada la casuística existente dentro de las redes de cada compañía suministradora, en ocasiones se debe resolver este cálculo considerando la intensidad máxima empírica y un tiempo máximo de ruptura, valores que, como los otros, deben ser indicados por la compañía eléctrica.

### 3.1.10.3 Diseño preliminar de la instalación de tierra

El diseño preliminar de la instalación de puesta a tierra se realiza basándose en las configuraciones tipo presentadas en el Anexo 2 del método de cálculo de instalaciones de puesta a tierra de UNESA, que esté de acuerdo con la forma y dimensiones del Centro de Transformación, según el método de cálculo desarrollado por este organismo.

### 3.1.10.4 Cálculo de la resistencia del sistema de tierra

Características de la red de alimentación:

- Tensión de servicio:  $U_r = 20 \text{ kV}$

Puesta a tierra del neutro:

- Limitación de la intensidad a tierra  $I_{dm} = 500 \text{ A}$

Nivel de aislamiento de las instalaciones de BT:

- $V_{bt} = 10000 \text{ V}$

Características del terreno:

- Resistencia de tierra  $R_o = 150 \text{ Ohm} \cdot \text{m}$
- Resistencia del hormigón  $R'o = 3000 \text{ Ohm}$

La resistencia máxima de la puesta a tierra de protección del edificio, y la intensidad del defecto salen de:

$$I_d \cdot R_t \leq V_{bt} \quad (2.3.1.10.4.a)$$

donde:

$I_d$  intensidad de falta a tierra [A]  
 $R_t$  resistencia total de puesta a tierra [Ohm]  
 $V_{bt}$  tensión de aislamiento en baja tensión [V]

La intensidad del defecto se calcula de la siguiente forma:

$$I_d = I_{dm} \quad (2.3.1.10.4.b)$$

donde:

Idm limitación de la intensidad de falta a tierra [A]  
Id intensidad de falta a tierra [A]

Operando en este caso, el resultado preliminar obtenido es:

$$Id = 500 \text{ A}$$

La resistencia total de puesta a tierra preliminar:

$$R_t = 20 \text{ Ohm}$$

Se selecciona el electrodo tipo (de entre los incluidos en las tablas, y de aplicación en este caso concreto, según las condiciones del sistema de tierras) que cumple el requisito de tener una  $K_r$  más cercana inferior o igual a la calculada para este caso y para este centro.

Valor unitario de resistencia de puesta a tierra del electrodo:

$$K_r \leq \frac{R_t}{R_o} (2.3.1.10.4.c)$$

donde:

$R_t$  resistencia total de puesta a tierra [Ohm]  
 $R_o$  resistividad del terreno en [Ohm·m]  
 $K_r$  coeficiente del electrodo

- Centro de Transformación

Para nuestro caso particular, y según los valores antes indicados:

$$K_r \leq 0,1333$$

La configuración adecuada para este caso tiene las siguientes propiedades:

<b>Configuración seleccionada</b>	<b>70/25/5/42</b>
<b>Geometría del sistema</b>	<b>Anillo</b>
<b>Distancia de la red</b>	<b>7.0x2.5 m</b>
<b>Profundidad del electrodo horizontal</b>	<b>0,5 m</b>
<b>Número de picas</b>	<b>cuatro</b>
<b>Longitud de las picas</b>	<b>2 metros</b>

Parámetros característicos del electrodo:

<b>Resistencia Kr</b>	<b>0,084</b>
<b>Tensión de paso Kp</b>	<b>0,018</b>
<b>Tensión de contacto Kc</b>	<b>0,040</b>

Medidas de seguridad adicionales para evitar tensiones de contacto.

Para que no aparezcan tensiones de contacto exteriores ni interiores, se adaptan las siguientes medidas de seguridad:

- Las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del Edificio/s no tendrán contacto eléctrico con masas conductoras susceptibles de quedar a tensión debido a defectos o averías.
- En el piso del Centro de Transformación se instalará un mallazo cubierto por una capa de hormigón de 10 cm, conectado a la puesta a tierra del mismo.
- En el caso de instalar las picas en hilera, se dispondrán alineadas con el frente del edificio.

El valor real de la resistencia de puesta a tierra del edificio será:

$$R'_t = K_r \cdot R_o \text{ (2.3.1.10.4.d)}$$

donde:

K<sub>r</sub>     coeficiente del electrodo  
R<sub>o</sub>     resistividad del terreno en [Ohm·m]  
R'<sub>t</sub>     resistencia total de puesta a tierra [Ohm]

por lo que para el Centro de Transformación:

$$R'_t = 12,6 \text{ Ohm}$$

y la intensidad de defecto real, tal y como indica la fórmula (2.9.4.b):

$$I'd = 500 \text{ A}$$

### 3.1.10.5 Cálculo de las tensiones de paso en el interior de la instalación

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, no es preciso calcular las tensiones de paso y contacto en el interior en los edificios de maniobra interior, ya que éstas son prácticamente nulas.

La tensión de defecto vendrá dada por:

$$V'_d = R'_t \cdot I'_d$$

Donde:

$R'_t$       resistencia total de puesta a tierra [Ohm]  
 $I'_d$       intensidad de defecto [A]  
 $V'_d$       tensión de defecto [V]

por lo que en el Centro de Transformación:

$$V'_d = 6300 \text{ V}$$

La tensión de paso en el acceso será igual al valor de la tensión máxima de contacto siempre que se disponga de una malla equipotencial conectada al electrodo de tierra según la fórmula:

$$V'_c = K_c \cdot R_o \cdot I'_d \quad (2.9.5.b)$$

donde:

$K_c$       coeficiente  
 $R_o$       resistividad del terreno en [Ohm·m]  
 $I'_d$       intensidad de defecto [A]  
 $V'_c$       tensión de paso en el acceso [V]

por lo que tendremos en el Centro de Transformación:

$$V'_c = 3067,5 \text{ V}$$

### 3.1.10.6 Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, no es preciso calcular las tensiones de contacto en el exterior de la instalación, ya que éstas serán prácticamente nulas.

Tensión de paso en el exterior:

$$V'_p = K_p \cdot R_o \cdot I'_d \text{ (2.9.6.a)}$$

donde:

$K_p$      coeficiente  
 $R_o$      resistividad del terreno en [Ohm·m]  
 $I'_d$      intensidad de defecto [A]  
 $V'_p$      tensión de paso en el exterior [V]

por lo que, para este caso:

$$V'_p = 1395 \text{ V en el Centro de Transformación}$$

### 3.1.10.7 Cálculo de las tensiones aplicadas

#### Centro de Transformación

Los valores admisibles son para una duración total de la falta igual a:

- $t = 0,7 \text{ seg}$
- $K = 72$
- $n = 1$

Tensión de paso en el exterior:

$$V_p = \frac{10 K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot R_o}{1000}\right)$$

donde:

$K$      coeficiente  
 $t$      tiempo total de duración de la falta [s]  
 $n$      coeficiente  
 $R_o$      resistividad del terreno en [Ohm·m]  
 $V_p$      tensión admisible de paso en el exterior [V]

por lo que, para este caso

$$V_p = 1954,29 \text{ V}$$



La tensión de paso en el acceso al edificio:

$$V_p = \frac{10 K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{3 \cdot R_0 + 3 R'_0}{1000}\right)$$

donde:

K        coeficiente  
t        tiempo total de duración de la falta [s]  
n        coeficiente  
R<sub>0</sub>      resistividad del terreno en [Ohm·m]  
R'<sub>0</sub>     resistividad del hormigón en [Ohm·m]  
V<sub>p(acc)</sub> tensión admisible de paso en el acceso [V]

por lo que, para este caso

$$V_{p(acc)} = 10748,57 \text{ V}$$

Comprobamos ahora que los valores calculados para el caso de este Centro de Transformación son inferiores a los valores admisibles:

Tensión de paso en el exterior del centro:

$$V'_p = 1935 \text{ V} < V_p = 1954,29 \text{ V}$$

Tensión de paso en el acceso al centro:

$$V'_{p(acc)} = 4222,5 \text{ V} < V_{p(acc)} = 10748,57 \text{ V}$$

Tensión de defecto:

$$V'_d = 8250 \text{ V} < V_{bt} = 10000 \text{ V}$$

Intensidad de defecto:

$$I_a = 50 \text{ A} < I_d = 500 \text{ A} < I_{dm} = 500 \text{ A}$$

### 3.1.10.8 Investigación de las tensiones transferibles al exterior

Para garantizar que el sistema de tierras de protección no transfiera tensiones al sistema de tierra de servicio, evitando así que afecten a los usuarios, debe establecerse una separación entre los electrodos más próximos de ambos sistemas, siempre que la tensión de defecto supere los 1000V.

En este caso es imprescindible mantener esta separación, al ser la tensión de defecto superior a los 1000 V indicados.

La distancia mínima de separación entre los sistemas de tierras viene dada por la expresión:

$$D = R_o \cdot I_d / 2000 \cdot \pi$$

donde:

$R_o$  resistividad del terreno en [Ohm·m]  
 $I_d$  intensidad de defecto [A]  
 $D$  distancia mínima de separación [m]

Para este Centro de Transformación:

$$D = 11,94 \text{ m}$$

Se conectará a este sistema de tierras de servicio el neutro del transformador, así como la tierra de los secundarios de los transformadores de tensión e intensidad de la celda de medida.

Las características del sistema de tierras de servicio son las siguientes:

Identificación	8/22 (según método UNESA)
<b>Geometría</b>	<b>Picas alineadas</b>
<b>Número de picas</b>	<b>dos</b>
<b>Longitud entre picas</b>	<b>2 metros</b>
<b>Profundidad de las picas</b>	<b>0,8 m</b>

Los parámetros según esta configuración de tierras son:

- $K_r = 0,194$
- $K_c = 0,0253$

El criterio de selección de la tierra de servicio es no ocasionar en el electrodo una tensión superior a 24 V cuando existe un defecto a tierra en una instalación de BT protegida contra contactos indirectos por un diferencial de 650 mA. Para ello la resistencia de puesta a tierra de servicio debe ser inferior a 37 Ohm.

$$R_{tserv} = K_r \cdot R_o = 0,194 \cdot 150 = 29,1 < 37 \text{ Ohm}$$

Para mantener los sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio independientes, la puesta a tierra del neutro se realizará con cable aislado de 0,6/1 kV, protegido con tubo de PVC de grado de protección 7 como mínimo, contra daños mecánicos.

#### **3.1.10.9 Corrección y ajuste del diseño inicial**

Según el proceso de justificación del electrodo de puesta a tierra seleccionado, no se considera necesaria la corrección del sistema proyectado.

No obstante, se puede ejecutar cualquier configuración con características de protección mejores que las calculadas, es decir, atendiendo a las tablas adjuntas al Método de Cálculo de Tierras de UNESA, con valores de " $K_r$ " inferiores a los calculados, sin necesidad de repetir los cálculos, independientemente de que se cambie la profundidad de enterramiento, geometría de la red de tierra de protección, dimensiones, número de picas o longitud de éstas, ya que los valores de tensión serán inferiores a los calculados en este caso.

### 3.2 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN miniBLOK – 24

#### 3.2.1 Intensidad de Media Tensión

La intensidad primaria en un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_p = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_p} \quad (2.3.2.1.a)$$

donde:

P      potencia del transformador  
[kVA]  $U_p$    tensión primaria [kV]  
 $I_p$       intensidad primaria [A]

En el caso que nos ocupa, la tensión primaria de alimentación es de 20 kV.

En el presente proyecto disponemos de cuatro centros de transformación tipo miniBLOK que cubrirán las necesidades siguientes:

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	DEMANDA DE POTENCIA	POTENCIA MINIBLOK
1	353.561 KVA	400 KVA
2	396.26 KVA	400 KVA
3	254.6 KVA	400 KVA
4	210.34 KVA	400 KVA

Realizando los cálculos para un solo transformador, la potencia es de 400 kVA.

$$I_p = 11,5 \text{ A}$$

### 3.2.2 Intensidad de Baja Tensión

Para un transformador, la potencia es de 400 kVA, y la tensión secundaria es de 420V en vacío.

La intensidad secundaria en un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_S = P / \sqrt{3} \cdot U_S$$

donde:

P potencia del transformador [kVA]

U<sub>S</sub> tensión en el secundario [kV]

I<sub>S</sub> intensidad en el secundario [A]

La intensidad en las salidas de 420 V en vacío puede alcanzar el valor

$$I_S = 549,9 \text{ A.}$$

### 3.2.3 Cortocircuitos

#### 3.2.3.1 Observaciones

Para el cálculo de las intensidades que origina un cortocircuito. se tendrá en cuenta la potencia de cortocircuito de la red de MT, valor especificado por la compañía eléctrica.

#### 3.2.3.2 Cálculo de las intensidades de cortocircuito

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito en la instalación, se utiliza la expresión:

$$I_{CCP} = S_{CC} / \sqrt{3} \cdot U_P$$

donde:

S<sub>cc</sub> potencia de cortocircuito de la red [MVA]

U<sub>p</sub> tensión de servicio [kV]

I<sub>ccp</sub> corriente de cortocircuito [kA]

Para los cortocircuitos secundarios, se va a considerar que la potencia de cortocircuito disponible es la teórica de los transformadores de MT-BT, siendo por ello más conservadores que en las consideraciones reales.

La corriente de cortocircuito del secundario de un transformador trifásico, viene dada por la expresión:

$$I_{ccs} = \frac{100 \cdot P}{\sqrt{3} \cdot E_{cc} \cdot U_s} \quad (2.3.2.3.2.b)$$

donde:

P      potencia de transformador [kVA]  
 Ecc    tensión de cortocircuito del transformador [%]  
 Us     tensión en el secundario [V]  
 Iccs    corriente de cortocircuito [kA]

### 3.2.3.3 Cortocircuito en el lado de Media Tensión

Utilizando la expresión 2.3.2.3.2.a, en el que la potencia de cortocircuito es de 350 MVA y la tensión de servicio 20 kV, la intensidad de cortocircuito es:

$$I_{ccp} = 10,1 \text{ kA}$$

### 3.2.3.4 Cortocircuito en el lado de Baja Tensión

Para el único transformador de este Centro de Transformación, la potencia es de 400 kVA, la tensión porcentual del cortocircuito del 4%, y la tensión secundaria es de 420 V en vacío

La intensidad de cortocircuito en el lado de BT con 420 V en vacío será, según la fórmula 2.3.2.3.2.b:

$$I_{ccs} = 13,7 \text{ kA}$$

## 3.2.4 Dimensionado del embarrado

Las celdas fabricadas por ORMAZABAL han sido sometidas a ensayos para certificar los valores indicados en las placas de características, por lo que no es necesario realizar cálculos teóricos ni hipótesis de comportamiento de celdas.

#### **3.2.4.1 Comprobación por densidad de corriente**

La comprobación por densidad de corriente tiene por objeto verificar que el conductor indicado es capaz de conducir la corriente nominal máxima sin superar la densidad máxima posible para el material conductor. Esto, además de mediante cálculos teóricos, puede comprobarse realizando un ensayo de intensidad nominal, que con objeto de disponer de suficiente margen de seguridad, se considerará que es la intensidad del bucle, que en este caso es de 400 A.

#### **3.2.4.2 Comprobación por sollicitación electrodinámica**

La intensidad dinámica de cortocircuito se valora en aproximadamente 2,5 veces la intensidad eficaz de cortocircuito calculada en el apartado 2.3.2.2.a de este capítulo, por lo que:

$$I_{cc}(\text{din}) = 25,3 \text{ kA}$$

#### **3.2.4.3 Comprobación por sollicitación térmica**

La comprobación térmica tiene por objeto comprobar que no se producirá un calentamiento excesivo de la aparamenta por defecto de un cortocircuito. Esta comprobación se puede realizar mediante cálculos teóricos, pero preferentemente se debe realizar un ensayo según la normativa en vigor. En este caso, la intensidad considerada es la eficaz de cortocircuito, cuyo valor es:

$$I_{cc}(\text{ter}) = 10,1 \text{ kA.}$$

### **3.2.5 Protección contra sobrecargas y cortocircuitos**

Los transformadores están protegidos tanto en MT como en BT. En MT la protección la efectúan las celdas asociadas a esos transformadores, mientras que en BT la protección se incorpora en los cuadros de las líneas de salida.

#### Transformador

La protección en MT de este transformador se realiza utilizando una celda de interruptor con fusibles, siendo éstos los que efectúan la protección ante eventuales cortocircuitos.

Estos fusibles realizan su función de protección de forma ultrarrápida (de tiempos inferiores a los de los interruptores automáticos), ya que su fusión evita incluso el paso del máximo de las corrientes de cortocircuitos por toda la instalación.

Los fusibles se seleccionan para:

- 3.2.5.1.a Permitir el funcionamiento continuado a la intensidad nominal, requerida para esta aplicación.
- 3.2.5.1.b No producir disparos durante el arranque en vacío de los transformadores, tiempo en el que la intensidad es muy superior a la nominal y de una duración intermedia.
- 3.2.5.1.c No producir disparos cuando se producen corrientes de entre 10 y 20 veces la nominal, siempre que su duración sea inferior a 0,1 s, evitando así que los fenómenos transitorios provoquen interrupciones del suministro.

Sin embargo, los fusibles no constituyen una protección suficiente contra las sobrecargas, que tendrán que ser evitadas incluyendo un relé de protección de transformador, o si no es posible, una protección térmica del transformador.

La intensidad nominal de estos fusibles es de 25 A.

#### Termómetro

El termómetro verifica que la temperatura del dieléctrico del transformador no supera los valores máximos admisibles.

#### Protecciones en BT

Las salidas de BT cuentan con fusibles en todas las salidas, con una intensidad nominal igual al valor de la intensidad nominal exigida a esa salida y un poder de corte como mínimo igual a la corriente de cortocircuito correspondiente, según lo calculado en el apartado 2.3.1.4.



### **3.2.6 Dimensionado de los puentes de MT**

Los cables que se utilizan en esta instalación, descritos en la memoria, deberán ser capaces de soportar los parámetros de la red.

#### Transformador

La intensidad nominal demandada por este transformador es igual a 11,5 A que es inferior al valor máximo admisible por el cable.

*Este valor es de 150 A para un cable de sección de 50 mm<sup>2</sup> de Al según el fabricante.*

### **3.2.7 Dimensionado de la ventilación del Centro de Transformación.**

Se considera de interés la realización de ensayos de homologación de los Centros de Transformación.

El edificio empleado en esta aplicación ha sido homologado según los protocolos obtenidos en laboratorio Labein (Vizcaya - España):

- 9901B024-BE-LE-01, para ventilación de transformador de potencia hasta 400 kVA
- 9901B024-BE-LE-02, para ventilación de transformador de potencia hasta 630 kVA

### **3.2.8 Dimensionado del pozo apagafuegos**

Se dispone de un foso de recogida de aceite de 400 l de capacidad por cada transformador cubierto de grava para la absorción del fluido y para prevenir el vertido del mismo hacia el exterior y minimizar el daño en caso de fuego.

### **3.2.9 Cálculo de las instalaciones de puesta a tierra**

#### **3.2.9.1 Investigación de las características del suelo**

El Reglamento de Alta Tensión indica que para instalaciones de tercera categoría, y de intensidad de cortocircuito a tierra inferior o igual a 16 kA no será imprescindible realizar la citada investigación previa de la resistividad del suelo, bastando el examen visual del terreno y pudiéndose estimar su resistividad, siendo necesario medirla para corrientes superiores.

Según la investigación previa del terreno donde se instalará este Centro de Transformación, se determina la resistividad media en 150 Ohm·m.

#### **3.2.9.2 Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo correspondiente a la eliminación del defecto.**

En las instalaciones de MT de tercera categoría, los parámetros que determinan los cálculos de faltas a tierra son las siguientes:

De la red:

Tipo de neutro. El neutro de la red puede estar aislado, rígidamente unido a tierra, unido a esta mediante resistencias o impedancias. Esto producirá una limitación de la corriente de la falta, en función de las longitudes de líneas o de los valores de impedancias en cada caso.

Tipo de protecciones. Cuando se produce un defecto, éste se eliminará mediante la apertura de un elemento de corte que actúa por indicación de un dispositivo relé de intensidad, que puede actuar en un tiempo fijo (tiempo fijo), o según una curva de tipo inverso (tiempo dependiente). Adicionalmente, pueden existir reenganches posteriores al primer disparo, que sólo influirán en los cálculos si se producen en un tiempo inferior a los 0,5 segundos.

No obstante, y dada la casuística existente dentro de las redes de cada compañía suministradora, en ocasiones se debe resolver este cálculo considerando la intensidad máxima empírica y un tiempo máximo de ruptura, valores que, como los otros, deben ser indicados por la compañía eléctrica.

### **3.2.9.3 Diseño preliminar de la instalación de tierra**

El diseño preliminar de la instalación de puesta a tierra se realiza basándose en las configuraciones tipo presentadas en el Anexo 2 del método de cálculo de instalaciones de puesta a tierra de UNESA, que esté de acuerdo con la forma y dimensiones del Centro de Transformación, según el método de cálculo desarrollado por este organismo.

### **3.2.9.4 Cálculo de la resistencia del sistema de tierra**

Características de la red de alimentación:

- Tensión de servicio:  $U_r = 20 \text{ kV}$

Puesta a tierra del neutro:

- Limitación de la intensidad a tierra:  $I_{dm} = 500 \text{ A}$

Nivel de aislamiento de las instalaciones de BT:

- $V_{bt} = 10000 \text{ V}$

Características del terreno:

- Resistencia de tierra  $R_o = 150 \text{ Ohm} \cdot \text{m}$
- Resistencia del hormigón  $R'o = 3000 \text{ Ohm}$

La resistencia máxima de la puesta a tierra de protección del edificio, y la intensidad del defecto salen de:

$$I_d \cdot R_t \leq V_b$$

donde:

$I_d$  intensidad de falta a tierra [A]  
 $R_t$  resistencia total de puesta a tierra [Ohm]  
 $V_{bt}$  tensión de aislamiento en baja tensión [V]

La intensidad del defecto se calcula de la siguiente forma:

$$I_d = I_{dm}$$

donde:

$I_{dm}$  limitación de la intensidad de falta a tierra [A]  
 $I_d$  intensidad de falta a tierra [A]

Operando en este caso, el resultado preliminar obtenido es:

$$I_d = 500 \text{ A}$$

La resistencia total de puesta a tierra preliminar:

$$R_t = 20 \text{ Ohm}$$

Se selecciona el electrodo tipo (de entre los incluidos en las tablas, y de aplicación en este caso concreto, según las condiciones del sistema de tierras) que cumple el requisito de tener una  $K_r$  más cercana inferior o igual a la calculada para este caso y para este centro.

Valor unitario de resistencia de puesta a tierra del electrodo:

$$K_r \leq \frac{R_t}{R_o}$$

donde:

$R_t$  resistencia total de puesta a tierra [Ohm]  
 $R_o$  resistividad del terreno en [Ohm·m]  
 $K_r$  coeficiente del electrodo

### -Centro de Transformación

Para nuestro caso particular, y según los valores antes indicados:

$$K_r \leq 0,1333$$

La configuración adecuada para este caso tiene las siguientes propiedades:

<b>Configuración seleccionada</b>	<b>30-30/5/42</b>
<b>Geometría del sistema</b>	<b>Anillo rectangular</b>
<b>Distancia de la red</b>	<b>3.0x3.0</b>
<b>Profundidad del electrodo horizontal</b>	<b>0,5 m</b>
<b>Número de picas</b>	<b>cuatro</b>
<b>Longitud de las picas</b>	<b>2 metros</b>

Parámetros característicos del electrodo:

<b>Resistencia <math>K_r</math></b>	<b>0,11</b>
<b>Tensión de paso <math>K_p</math></b>	<b>0,025</b>
<b>Tensión de contacto <math>K_c</math></b>	<b>0,056</b>

Medidas de seguridad adicionales para evitar tensiones de contacto.

Para que no aparezcan tensiones de contacto exteriores ni interiores, se adaptan las siguientes medidas de seguridad:

- Las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del Edificio/s no tendrán contacto eléctrico con masas conductoras susceptibles de quedar a tensión debido a defectos o averías.
- En el piso del Centro de Transformación se instalará un mallazo cubierto por una capa de hormigón de 10 cm, conectado a la puesta a tierra del mismo.
- En el caso de instalar las picas en hilera, se dispondrán alineadas con el frente del edificio.

- Alrededor del edificio de maniobra exterior se colocará una acera perimetral de 1 m de ancho con un espesor suficiente para evitar tensiones de contacto cuando se maniobran los equipos desde el exterior.

El valor real de la resistencia de puesta a tierra del edificio será:

$$R'_t = K_r \cdot R_o$$

donde:

$K_r$	coeficiente del electrodo
$R_o$	resistividad del terreno en [Ohm·m]
$R'_t$	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]

por lo que para el Centro de Transformación:

$$R'_t = 16,5 \text{ Ohm}$$

y la intensidad de defecto real

$$I'd = 500 \text{ A}$$

### **3.2.9.5 Cálculo de las tensiones de paso en el interior de la instalación**

En los edificios de maniobra exterior no existen posibles tensiones de paso en el interior ya que no se puede acceder al interior de los mismos.

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, es necesario una acera perimetral, en la cual no se precisa el cálculo de las tensiones de paso y de contacto desde esta acera con el interior, ya que éstas son prácticamente nulas. Se considera que la acera perimetral es parte del edificio.

La tensión de defecto vendrá dada por:

$$V'_d = R'_t \cdot I'_d$$

donde:

$R'_t$     resistencia total de puesta a tierra [Ohm]  
 $I'_d$     intensidad de defecto [A]  
 $V'_d$     tensión de defecto [V]

por lo que en el Centro de Transformación:

$$V'_d = 8250 \text{ V}$$

La tensión de paso en el acceso será igual al valor de la tensión máxima de contacto siempre que se disponga de una malla equipotencial conectada al electrodo de tierra según la fórmula:

$$V'_c = K_c \cdot R_o \cdot I'_d \quad (2.9.5.b)$$

donde:

$K_c$     coeficiente  
 $R_o$     resistividad del terreno en [Ohm·m]  
 $I'_d$     intensidad de defecto [A]  
 $V'_c$     tensión de paso en el acceso [V]

por lo que tendremos en el Centro de Transformación:

$$V'_c = 4222,5 \text{ V}$$

### 3.2.9.6 Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, no es preciso calcular las tensiones de contacto en el exterior de la instalación, ya que éstas serán prácticamente nulas.

Tensión de paso en el exterior:

$$V'_p = K_p \cdot R_o \cdot I'_d$$

donde:

$K_p$	coeficiente
$R_o$	resistividad del terreno en [Ohm·m]
$I'_d$	intensidad de defecto [A]
$V'_p$	tensión de paso en el exterior [V]

por lo que, para este caso:

$$V'_p = 1935 \text{ V en el Centro de Transformación}$$

### 3.2.9.7 Cálculo de las tensiones aplicadas

#### Centro de Transformación

Los valores admisibles son para una duración total de la falta igual a:

- 12.  $t = 0,7 \text{ seg}$
- 13.  $K = 72$
- 14.  $n = 1$



Tensión de paso en el exterior:

$$V_p = \frac{10 K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot R_0}{1000}\right)$$

donde:

K      coeficiente  
t      tiempo total de duración de la falta [s]  
n      coeficiente  
R<sub>0</sub>    resistividad del terreno en [Ohm·m]  
V<sub>p</sub>    tensión admisible de paso en el exterior [V]

por lo que, para este caso

$$V_p = 1954,29 \text{ V}$$

La tensión de paso en el acceso al edificio:

$$V_p = \frac{10 K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{3 \cdot R_0 + 3 R'_0}{1000}\right)$$

donde:

K      coeficiente  
t      tiempo total de duración de la falta [s]  
n      coeficiente  
R<sub>0</sub>    resistividad del terreno en [Ohm·m]  
R'<sub>0</sub>    resistividad del hormigón en [Ohm·m]  
V<sub>p(acc)</sub>    tensión admisible de paso en el acceso [V]

por lo que, para este caso

$$V_{p(acc)} = 10748,57 \text{ V}$$

Comprobamos ahora que los valores calculados para el caso de este Centro de Transformación son inferiores a los valores admisibles:

Tensión de paso en el exterior del centro:

$$V'_p = 1935 \text{ V} < V_p = 1954,29 \text{ V}$$

Tensión de paso en el acceso al centro:

$$V'_p(\text{acc}) = 4222,5 \text{ V} < V_p(\text{acc}) = 10748,57 \text{ V}$$

Tensión de defecto:

$$V'_d = 8250 \text{ V} < V_{bt} = 10000 \text{ V}$$

Intensidad de defecto:

$$I_a = 50 \text{ A} < I_d = 500 \text{ A} < I_{dm} = 500 \text{ A}$$

### **3.2.9.8 Investigación de las tensiones transferibles al exterior**

Para garantizar que el sistema de tierras de protección no transfiera tensiones al sistema de tierra de servicio, evitando así que afecten a los usuarios, debe establecerse una separación entre los electrodos más próximos de ambos sistemas, siempre que la tensión de defecto supere los 1000V.

En este caso es imprescindible mantener esta separación, al ser la tensión de defecto superior a los 1000 V indicados.

La distancia mínima de separación entre los sistemas de tierras viene dada por la expresión:

$$D = \frac{R_o \cdot I'_d}{2000 \cdot \pi} \quad (2.9.8.a)$$

donde:

$R_o$  resistividad del terreno en [Ohm·m]  
 $I'd$  intensidad de defecto [A]  
 $D$  distancia mínima de separación [m]

Para este Centro de Transformación:

$$D = 11,94 \text{ m}$$

Se conectará a este sistema de tierras de servicio el neutro del transformador, así como la tierra de los secundarios de los transformadores de tensión e intensidad de la celda de medida.

Las características del sistema de tierras de servicio son las siguientes:

<b>Identificación</b>	<b>8/22 (según método UNESA)</b>
<b>Geometría</b>	<b>Picas alineadas</b>
<b>Número de picas</b>	<b>dos</b>
<b>Longitud entre picas</b>	<b>2 metros</b>
<b>Profundidad de las picas</b>	<b>0,8 m</b>

Los parámetros según esta configuración de tierras son:

- $K_r = 0,194$
- $K_c = 0,0253$

El criterio de selección de la tierra de servicio es no ocasionar en el electrodo una tensión superior a 24 V cuando existe un defecto a tierra en una instalación de BT protegida contra contactos indirectos por un diferencial de 650 mA. Para ello la resistencia de puesta a tierra de servicio debe ser inferior a 37 Ohm.

$$R_{tserv} = K_r \cdot R_o = 0,194 \cdot 150 = 29,1 < 37 \text{ Ohm}$$

Para mantener los sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio independientes, la puesta a tierra del neutro se realizará con cable aislado de 0,6/1 kV, protegido con tubo de PVC de grado de protección 7 como mínimo, contra daños mecánicos.

### **3.2.9.9 Corrección y ajuste del diseño inicial**

Según el proceso de justificación del electrodo de puesta a tierra seleccionado, no se considera necesaria la corrección del sistema proyectado.

No obstante, se puede ejecutar cualquier configuración con características de protección mejores que las calculadas, es decir, atendiendo a las tablas adjuntas al Método de Cálculo de Tierras de UNESA, con valores de " $K_r$ " inferiores a los calculados, sin necesidad de repetir los cálculos, independientemente de que se cambie la profundidad de enterramiento, geometría de la red de tierra de protección, dimensiones, número de picas o longitud de éstas, ya que los valores de tensión serán inferiores a los calculados en este caso.

# **PLIEGO**

## **DE**

### **CONDICIONES**

## **1. Generalidades.**

Este Pliego de Condiciones determina los requisitos a que se debe ajustar la ejecución de instalaciones para la distribución de energía eléctrica cuyas características técnicas estarán especificadas en el correspondiente Proyecto.

Este Pliego de Condiciones se refiere a la construcción de redes subterráneas de baja tensión, líneas subterráneas de media tensión y los correspondientes centros de transformación.

## **2. Calidad de los materiales. Condiciones y ejecución.**

Todos los materiales empleados serán de primera calidad. Cumplirán las especificaciones y tendrán las características indicadas en el proyecto y en las normas técnicas generales, y además en las de la compañía distribuidora de energía, para este tipo de materiales.

Toda especificación o característica de materiales que figuren en uno solo de los documentos del proyecto, aún sin figurar en los otros, es igualmente obligatoria.

En caso de existir contradicción u omisión en los documentos del proyecto, el

Contratista tendrá la obligación de ponerlo de manifiesto al Técnico Director de la Obra, quien decidirá sobre el particular. En ningún caso podrá suplir la falta directamente, sin la autorización expresa.

Una vez adjudicada la obra y antes de iniciarse, el Contratista presentará al Técnico Director los catálogos, cartas muestra, certificados de garantía o de homologación de los materiales que vayan a emplearse. No podrán utilizarse materiales que no hayan sido aceptados por el Técnico Director.

### **2.1. Conductores: Tendido, empalmes, terminales, cruces y protecciones.**

#### **Tendido:**

Los conductores a emplear en la instalación serán de Aluminio homogéneo, unipolares, RV 0,6/1 kV, directamente enterrados, con unas secciones de 150 o 240 mm<sup>2</sup> (según Normas Técnicas de Construcción y Montaje de las Instalaciones Eléctricas de Distribución de la Cía. Suministradora).

Para la sección del neutro se podrá utilizar la sección inmediatamente inferior de la sección de la fase.

El cálculo de la sección de los conductores se realizará teniendo en cuenta que el valor máximo de la caída de tensión no sea superior a un 5 % de la tensión nominal y verificando que la máxima intensidad admisible de los conductores quede garantizada en todo momento.

El conductor neutro deberá estar identificado por un sistema adecuado.

El conductor neutro de las redes subterráneas de distribución pública, se conectará a tierra en el centro de transformación en la forma prevista en el Reglamento Técnico de Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación; fuera del centro de transformación se conectará a tierra en otros puntos de la red, con objeto de disminuir su resistencia global a tierra, según Reglamento de Baja Tensión.

El neutro se conectará a tierra a lo largo de la red, en todas las cajas generales de protección o en las cajas de seccionamiento o en las cajas generales de protección medida, consistiendo dicha puesta a tierra en una pica, unida al borne del neutro mediante un conductor aislado de 50 mm<sup>2</sup> de Cu, como mínimo. El conductor neutro no podrá ser interrumpido en las redes de distribución.

### **Empalmes y terminales:**

Los empalmes y conexiones de los conductores se efectuarán siguiendo métodos o sistemas que garanticen una perfecta continuidad del conductor y de su aislamiento.

Asimismo, deberá quedar perfectamente asegurada su estanquidad y resistencia contra la corrosión que pueda originar el terreno.

Un método apropiado para la realización de empalmes y conexiones puede ser mediante el empleo de tenaza hidráulica y la aplicación de un revestimiento a base de cinta vulcanizable.

### **Cruces y paralelismos:**

#### **Cruzamientos**

A continuación se fijan, para cada uno de los casos indicados, las condiciones a que deben responder los cruzamientos de cables subterráneos de baja tensión directamente enterrados.

#### **Calles y carreteras**

Los cables se colocarán en el interior de tubos protectores conforme con lo establecido en la ITC-BT-21, recubiertos de hormigón en toda su longitud a una profundidad mínima de 0,80 m. Siempre que sea posible, el cruce se hará perpendicular al eje del vial.

#### **Ferrocarriles**

Los cables se colocarán en el interior de tubos protectores conforme con lo establecido en la ITC-BT-21, recubiertos de hormigón y siempre que sea posible, perpendiculares a la vía, y a una profundidad mínima de 1,3 m respecto a la cara inferior de la traviesa. Dichos tubos rebasarán las vías férreas en 1,5 m por cada extremo.

#### **Otros cables de energía eléctrica**

Siempre que sea posible, se procurará que los cables de baja tensión discurran por encima de los de alta tensión.

La distancia mínima entre un cable de baja tensión y otros cables de energía eléctrica será: 0,25 m con cables de alta tensión y 0,10 m con cables de baja tensión. La distancia del punto de cruce a los empalmes será superior a 1 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2 de la ITC-BT-07 del reglamento electrotécnico de baja tensión.

#### Cables de telecomunicación

La separación mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 0.20 m. La distancia del punto de cruce a los empalmes, tanto del cable de energía como del cable de telecomunicación, será superior a 1 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2 de la ITC-BT-07 del reglamento electrotécnico de baja tensión.

Estas restricciones no se deben aplicar a los cables de fibra óptica con cubiertas dieléctricas. Todo tipo de protección en la cubierta del cable debe ser aislante.

#### Canalizaciones de agua y gas

Siempre que sea posible, los cables se instalarán por encima de las canalizaciones de agua.

La distancia mínima entre cables de energía eléctrica y canalizaciones de agua o gas será de 0,20 m. Se evitará el cruce por la vertical de las juntas de las canalizaciones de agua o gas, o de los empalmes de la canalización eléctrica, situando unas y otros a una distancia superior a 1 m del cruce. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2 de la ITC-BT-07 del reglamento electrotécnico de baja tensión.

#### Conducciones de alcantarillado

Se procurará pasar los cables por encima de las conducciones de alcantarillado.

No se admitirá incidir en su interior. Se admitirá incidir en su pared (por ejemplo, instalando tubos), siempre que se asegure que ésta no ha quedado debilitada.

Si no es posible, se pasará por debajo, y los cables se dispondrán en canalizaciones entubadas según lo prescrito en el apartado 2.1.2 de la ITC-BT-07 del reglamento electrotécnico de baja tensión.

#### Depósitos de carburante

Los cables se dispondrán en canalizaciones entubadas según lo prescrito en el apartado 2.1.2 de la ITC-BT-07 del reglamento electrotécnico de baja tensión y distarán, como mínimo, 0,20 m del depósito. Los extremos de los tubos rebasarán al depósito, como mínimo 1,5 m por cada extremo.



## **Proximidad y paralelismos.**

Los cables subterráneos de baja tensión directamente enterrados deberán cumplir las condiciones y distancias de proximidad que se indican a continuación, procurando evitar que queden en el mismo plano vertical que las demás conducciones.

### Otros cables de energía eléctrica

Los cables de baja tensión podrán instalarse paralelamente a otros de baja o alta tensión, manteniendo entre ellos una distancia mínima de 0,10 m con los cables de baja tensión y 0,25 m con los cables de alta tensión. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2 de la ITC-BT-07 del reglamento electrotécnico de baja tensión.

En el caso de que un mismo propietario canalice a la vez varios cables de baja tensión, podrá instalarlos a menor distancia, incluso en contacto.

### Cables de telecomunicación

La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 0,20 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2 de la ITC-BT-07 del reglamento electrotécnico de baja tensión.

### Canalizaciones de agua

La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y las canalizaciones de agua será de 0,20 m. La distancia mínima entre los empalmes de los cables de energía eléctrica y las juntas de las canalizaciones de agua será de 1 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2 de la ITC-BT-07 del reglamento electrotécnico de baja tensión.

Se procurará mantener una distancia mínima de 0,20 m en proyección horizontal, y que la canalización de agua quede por debajo del nivel del cable eléctrico.

Por otro lado, las arterias principales de agua se dispondrán de forma que se aseguren distancias superiores a 1 m respecto a los cables eléctricos de baja tensión.

### Canalizaciones de gas

La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y las canalizaciones de gas será de 0,20 m, excepto para canalizaciones de gas de alta presión (más de 4 bar), en que la distancia será de 0,40 m. La distancia mínima entre los empalmes de los cables de energía eléctrica y las juntas de las canalizaciones de gas será de 1 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2 de la ITC-BT-07 del reglamento electrotécnico de baja tensión.

Se procurará mantener una distancia mínima de 0,20 m en proyección horizontal.

Por otro lado, las arterias importantes de gas se dispondrán de forma que se aseguren distancias superiores a 1 m respecto a los cables eléctricos de baja tensión.

#### Protecciones:

En primer lugar, la red de distribución en baja tensión estará protegida contra los efectos de las sobreintensidades que puedan presentarse en la misma (ITC BT 22), por lo tanto se utilizarán los siguientes sistemas de protección:

- Protección a sobrecargas: Se utilizarán fusibles o interruptores automáticos calibrados convenientemente, ubicados en el cuadro de baja tensión del centro de transformación, desde donde parten los circuitos (según figura en anexo de cálculo); cuando se realiza todo el trazado de los circuitos a sección constante (y queda ésta protegida en inicio de línea), no es necesaria la colocación de elementos de protección en ningún otro punto de la red para proteger las reducciones de sección.
- Protección a cortocircuitos: Se utilizarán fusibles o interruptores automáticos calibrados convenientemente, ubicados en el cuadro de baja tensión del centro de transformación.

En segundo lugar, para la protección contra contactos directos (ITC BT 24) se han tomado las medidas siguientes:

- Ubicación del circuito eléctrico enterrado bajo tubo en una zanja practicada al efecto, con el fin de resultar imposible un contacto fortuito con las manos por parte de las personas que habitualmente circulan por el acerado.
- Alojamiento de los sistemas de protección y control de la red eléctrica, así como todas las conexiones pertinentes, en cajas o cuadros eléctricos aislantes, los cuales necesitan de útiles especiales para proceder a su apertura.
- Aislamiento de todos los conductores con polietileno reticulado (RV 0,6/1 kV), con el fin de recubrir las partes activas de la instalación.

En tercer lugar, para la protección contra contactos indirectos (ITC BT 24), la Cía. Suministradora obliga a utilizar en sus redes de distribución en BT el esquema TT, es decir, Neutro de B.T. puesto directamente a tierra y masas de la instalación receptora conectadas a una tierra separada de la anterior, así como empleo en dicha instalación de interruptores diferenciales de sensibilidad adecuada al tipo de local y características del terreno.

Por otra parte, es obligada la conexión del neutro a tierra en el centro de transformación y cada 200 metros en redes subterráneas (según ITC BT 07) y cada 500 metros en redes aéreas (según ITC BT 06), sin embargo, aunque la longitud de cada uno de los circuitos sea inferior a la cifra reseñada, el neutro se conectará como mínimo una vez a tierra al final de cada circuito.

## **2.2. Accesorios.**

### Manejo y preparación de las bobinas.

Cuando se desplace la bobina en tierra rodándola, hay que fijarse en el sentido de rotación, generalmente indicado en ella con una flecha, con el fin de evitar que se afloje el cable enrollado en la misma.

La bobina no debe almacenarse sobre un suelo blando.

Antes de comenzar el tendido del cable se estudiará el punto más apropiado para situar la bobina, generalmente por facilidad del tendido; en el caso de suelos con pendientes suele ser conveniente el canalizar cuesta abajo. También hay que tener en cuenta que si hay muchos pasos con tubos, se debe procurar colocar la bobina en la parte más alejada de los mismos, con el fin de evitar que pase la mayor parte del cable por los tubos.

En el caso de cable trifásico no se canalizará desde el mismo punto en dos direcciones opuestas con el fin de que las espirales de los dos tramos se correspondan.

Para el tendido, la bobina estará siempre elevada y sujeta por un barrón y gatos de potencia apropiada al peso de la misma.

## **2.3. Medidas eléctricas.**

Una vez terminadas las obras, se realizarán las medidas eléctricas correspondientes de: puesta a tierra del neutro de la instalación para comprobar su buen funcionamiento y corregirlo en caso contrario; también se comprobará la continuidad de los conductores para localizar posibles fallos que se hayan producido en su tendido; y por último se medirán las tensiones entre fases, y entre fases y neutro al inicio y al final de la instalación para comprobar que estas se encuentran dentro de los límites impuestos.

## **2.4. Obra civil.**

La obra civil llevada a cabo en esta parte del proyecto consiste en la apertura de las zanjas (en acera y cruce de calles) por donde discurrirán las distintas líneas, los tipos de zanjas se describen en el siguiente apartado en el cual veremos distintas disposiciones según el número de conductores a introducir en ellas.

## **2.5. Zanjas: Ejecución, tendido, cruzamientos, señalización y acabado.**

### Conductores directamente enterrados.

La profundidad, hasta la parte inferior del cable, no será menor de 0,60 m en acera, ni de 0,80 m en calzada.

Cuando existan impedimentos que no permitan lograr las mencionadas profundidades, éstas podrán reducirse, disponiendo protecciones mecánicas suficientes, tales como las establecidas en el apartado 2.1.2 de la ITC-BT-07 del reglamento

electrotécnico de baja tensión. Por el contrario, deberán aumentarse cuando las condiciones que se establecen en el apartado 2.2 de la ITC-BT-07 del reglamento electrotécnico de baja tensión así lo exijan.

Para conseguir que el cable quede correctamente instalado sin haber recibido daño alguno, y que ofrezca seguridad frente a excavaciones hechas por terceros, en la instalación de los cables se seguirán las instrucciones descritas a continuación:

- El lecho de la zanja que va a recibir el cable será liso y estará libre de aristas vivas, cantos, piedras, etc. En el mismo se dispondrá una capa de arena de mina o de río lavada, de espesor mínimo 0,05 m sobre la que se colocará el cable. Por encima del cable irá otra capa de arena o tierra cribada de unos 0,10 m de espesor. Ambas capas cubrirán la anchura total de la zanja, la cual será suficiente para mantener 0,05 m entre los cables y las paredes laterales.

- Por encima de la arena todos los cables deberán tener una protección mecánica, como por ejemplo, losetas de hormigón, placas protectoras de plástico, ladrillos o rasillas colocadas transversalmente. Podrá admitirse el empleo de otras protecciones mecánicas equivalentes. Se colocará también una cinta de señalización que advierta de la existencia del cable eléctrico de baja tensión. Su distancia mínima al suelo será de 0,10 m, y a la parte superior del cable de 0,25 m.

- Se admitirá también la colocación de placas con la doble misión de protección mecánica y de señalización.

#### Conductor en canalizaciones entubadas

Serán conformes con las especificaciones del apartado 1.2.4. de la ITC-BT-21 del reglamento electrotécnico de baja tensión. No se instalará más de un circuito por tubo.

Se evitarán, en lo posible, los cambios de dirección de los tubos. En los puntos donde se produzcan y para facilitar la manipulación de los cables, se dispondrán arquetas con tapa, registrables o no. Para facilitar el tendido de los cables, en los tramos rectos se instalarán arquetas intermedias, registrables, ciegas o simplemente calas de tiro, como máximo cada 40 m. Esta distancia podrá variarse de forma razonable, en función de derivaciones, cruces u otros condicionantes viarios. A la entrada en las arquetas, los tubos deberán quedar debidamente sellados en sus extremos para evitar la entrada de roedores.

## **2.6. Obra civil CT.**

Las envolventes empleadas en la ejecución de este Centro cumplirán las Condiciones Generales prescritas en el MIE-RAT 14, Instrucción primera del Reglamento de Seguridad en Centrales Eléctricas, en lo referente a sus inaccesibilidad, pasos y accesos, conducciones y almacenamiento de fluidos combustibles y de agua, alcantarillado, canalizaciones, cuadros y pupitres de control, celdas, ventilación, y paso de líneas y canalizaciones eléctricas a través de paredes, muros y tabiques, señalización, sistemas contra incendios, alumbrados, primeros auxilios, pasillos de servicio y zonas de protección y documentación.

## **2.7. Aparamenta de A.T.**

Las celdas empleadas serán prefabricadas, con envolvente metálica, y que utilicen SF<sub>6</sub> (hexafluoruro de azufre) para cumplir dos misiones:

- Aislamiento: el aislamiento integral en hexafluoruro de azufre confiere a la aparamenta sus características de resistencia al medio ambiente, bien sea a la polución del aire, a la humedad, o incluso a la eventual sumersión del Centro de Transformación por efecto de riadas. Por ello, esta característica es esencial especialmente en las zonas con alta polución, en las zonas con clima agresivo (costas marítimas y zonas húmedas) y en las zonas más expuestas a riadas o entradas de agua en el Centro de Transformación.
- Corte: el corte en SF<sub>6</sub> resulta más seguro que al aire, debido a lo explicado para el aislamiento.

Igualmente, las celdas empleadas habrán de permitir la extensibilidad in situ del Centro de Transformación, de forma que sea posible añadir más líneas o cualquier otro tipo de función, sin necesidad de cambiar la aparamenta previamente existente en el Centro.

## **2.8. Transformadores.**

El transformador instalados en este Centros de Transformación serán trifásicos, con neutro accesible en el secundario y demás características según lo indicado en la memoria en los apartados correspondientes a potencia, tensiones primarias y secundarias, regulación en el primario, grupo de conexión, tensión de cortocircuito y protecciones propias del transformador.

Estos transformadores se instalarán, en caso de incluir un líquido refrigerante, sobre una plataforma ubicada encima de un foso de recogida, de forma que en caso de que se derrame e incendie, el fuego quede confinado en la celda del transformador, sin difundirse por los pasos de cables ni otras aberturas al resto del Centro de Transformación, si estos son de maniobra interior (tipo caseta).

Los transformadores, para mejor ventilación, estarán situados en la zona de flujo natural de aire, de forma que la entrada de aire esté situada en la parte inferior de las paredes adyacentes al mismo, y las salidas de aire en la zona superior de esas paredes.

## **2.9. Equipos de medida.**

Al tratarse de Centros para distribución pública, no se incorpora medida de energía en MT, por lo que está se efectuará en las condiciones establecidas en cada uno de los ramales en el punto de derivación hacia cada cliente en BT, atendiendo a lo especificado en el Reglamento de Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias.

## **3. Normas de ejecución de las instalaciones.**

El diseño de la instalación eléctrica estará de acuerdo con las exigencias o recomendaciones expuestas en la última edición de los siguientes códigos:

- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Complementarias.
- Normas UNE.
- Publicaciones del Comité Electrotécnico Internacional (CEI).
- Plan nacional y Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el trabajo.
- Normas de la Compañía Suministradora (Iberdrola).

Todos los materiales, aparatos, máquinas y conjuntos integrados en los circuitos de instalación proyectada cumplen las normas, especificaciones técnicas y homologaciones que le son establecidas como de obligado cumplimiento por el Ministerio de Ciencia y Tecnología.

Por lo tanto la instalación se ajustará a los planos, materiales y calidades de dicho proyecto, salvo orden facultativa en contra.

Corresponderá al Contratista la responsabilidad de la ejecución de las instalaciones que deberán realizarse conforme a las reglas del arte.

El Contratista tendrá al frente de la obra un encargado con autoridad sobre los demás operarios y conocimientos acreditados y suficientes para la ejecución de la obra.

El encargado recibirá, cumplirá y transmitirá las instrucciones y órdenes del Técnico Director de la obra.

El Contratista tendrá en la obra, el número y clase de operarios que hagan falta para el volumen y naturaleza de los trabajos que se realicen, los cuáles serán de reconocida aptitud y experimentados en el oficio. El Contratista estará obligado a separar de la obra, a aquel personal que a juicio del Técnico Director no cumpla con sus obligaciones, realice el trabajo defectuosamente, bien por falta de conocimientos o por obrar de mala fe.

Las canalizaciones, salvo casos de fuerza mayor, se ejecutarán en terrenos de dominio público, bajo las aceras y evitando ángulos pronunciados.

El trazado será lo más rectilíneo posible, paralelo en toda su longitud a bordillos o fachadas de los edificios principales, cuidando de no afectar a las cimentaciones de los mismos.

Antes de comenzar los trabajos de apertura de zanjas, se marcarán en el terreno las zonas donde se abrirán las zanjas, marcando tanto su anchura como su longitud y las zonas donde se dejen llaves para la contención del terreno.

Si ha habido posibilidad de conocer las acometidas de otros servicios a las fincas existentes, se indicarán sus situaciones con el fin de tomar las precauciones debidas.

Antes de proceder a la apertura de zanjas, se abrirán catas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto.

Se estudiará la señalización de acuerdo con las normas municipales y se determinarán las protecciones precisas tanto de las zanjas como de los pasos que sean necesarios para los accesos a los portales, garajes, etc, así como las chapas de hierro que hayan de colocarse sobre la zanja para el paso de vehículos.

Al marcar el trazado de las zanjas, se tendrá en cuenta el radio mínimo de curvatura de las mismas, que no podrá ser inferior a 10 veces el diámetro de los cables que se vayan a canalizar en la posición definitiva y 20 veces en el tendido.

Las zanjas se harán verticales hasta la profundidad determinada, colocándose entubaciones en los casos en que la naturaleza del terreno lo haga preciso.

La zona de trabajo estará adecuadamente vallada, y dispondrá de las señalizaciones necesarias y de iluminación nocturna en ámbar rojo.

El vallado debe abarcar todo elemento que altere la superficie vial (caseta, maquinaria, materiales apilados, etc.), será continuo en todo su perímetro y con vallas consistentes y perfectamente alineadas, delimitando los espacios destinados a viandantes, tráfico rodado y canalización. La obra estará identificada mediante letreros normalizados por los ayuntamientos.

Se instalará la señalización vertical necesaria para garantizar la seguridad de los viandantes, automovilistas y personal de la obra. Las señales de tránsito a disponer serán, como mínimo, las exigidas por el código de circulación y las ordenanzas vigentes.

#### **4. Revisiones y pruebas reglamentarias al finalizar la obra.**

Medición de aislamiento entre conductores y sistema de tierra.

Medición de aislamiento entre conductores.

Comprobación de orden de fases.

Comprobación de continuidad de líneas.

La aparamenta eléctrica que compone la instalación deberá ser sometida a los diferentes ensayos de tipo y de serie que contemplen las normas UNE o recomendaciones UNESA conforme a las cuales esté fabricada.

Una vez ejecutada la instalación se procederá, por parte de entidad acreditada por los organismos públicos competentes al efecto, a la medición reglamentaria de los siguientes valores:

- Resistencia de aislamiento de la instalación.
- Resistencia del sistema de puesta a tierra.

- Tensiones de paso y de contacto.

Las pruebas y ensayos a las que serán sometidas las celdas una vez terminada su fabricación serán las siguientes:

- Prueba de operación mecánica.
- Prueba de dispositivos auxiliares, hidráulicos, neumáticos y eléctricos.
- Verificación de cableado.
- Ensayo de frecuencia industrial.
- Ensayo dieléctrico de circuitos auxiliares y de control.
- Ensayo de onda de choque 1,2/50 ms.
- Verificación del grado de protección.

## **5. Condiciones de uso, mantenimiento y seguridad.**

Para el uso de las instalaciones, primero éstas habrán tenido que pasar sus respectivas revisiones y pruebas para comprobar su correcto funcionamiento; el mantenimiento de las mismas será realizado por la empresa suministradora de energía ateniéndose a toda la reglamentación respectiva al tipo de instalación proyectada; la seguridad para las personas encargadas de la ejecución y mantenimiento de las instalaciones será la emitida en los siguientes documentos:

- Ley 31/1995, de 8 de Noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- R.D. 1627/1997 de 24 de Octubre de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras.
- R.D. 485/1997 de 14 de Abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- R.D. 1215/1997 de 18 de Julio de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- R.D. 773/1997 de 30 de Mayo de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

## **6. Revisiones, inspecciones y pruebas periódicas reglamentarias a efectuar por parte de instaladores, de mantenedores y/o de organismos de control.**

IBERDROLA DISTRIBUCION ELECTRICA S.A.U., titular de la instalación final de las líneas subterráneas de Baja Tensión, líneas subterráneas de media tensión y 5 centros de transformación de 400 kVA, se hará cargo de las revisiones, inspecciones y



pruebas periódicas reglamentarias por parte de los instaladores, de mantenedores y/o de organismos de control según su plan de mantenimiento.

# **PRESUPUESTO**

## 1. Presupuestos parciales con precios unitarios.

### 1.1 Línea de Baja Tensión.

Capítulo	COSTE ZANJAS BAJA TENSION				
<b>Partida</b>	m	LÍN.SUBT.ACERA.B.T.3x150+1x95 Al.	978,0	34,63	33.868,14
<b>Mano de obra</b>	h	Oficial 1ª Electricista	0,10	15,89	1,59
<b>Mano de obra</b>	h	Oficial 2ª Electricista	0,10	15,49	1,55
<b>Partida</b>	m <sup>3</sup>	EXC.ZANJA A MÁQUINA T. DISGREG	0,35	5,86	2,05
Excavación en zanjas, en terrenos disgregados, por medios mecánicos, con extracción de tierras a los bordes, sin carga ni transporte al vertedero y con p.p. de medios auxiliares.					
<b>Mano de obra</b>	h	Peón ordinario	0,075	12,77	0,96
<b>Maquinaria</b>		Retrocargadora neum. 75 CV	0,127	38,57	4,90
<b>E02ZM010</b>			<b>0,35</b>	<b>5,86</b>	<b>2,05</b>
<b>Partida</b>	m <sup>3</sup>	RELL.TIERR.ZANJA MANO S/APORT	0,3	6,39	1,92
Relleno y extendido de tierras propias en zanjas, por medios manuales, sin aporte de tierras, y con p.p. de medios auxiliares.					
<b>Mano de obra</b>	h	Peón ordinario	0,5	12,77	6,39
<b>E02SZ060</b>			<b>0,3</b>	<b>6,39</b>	<b>1,92</b>
<b>Material</b>	m	Cinta señalizadora	1	0,22	0,22
<b>Material</b>	m	Placa cubrecables	1	6,41	6,41
<b>Material</b>	ud	Pequeño material	1	0,85	0,85
<b>Material</b>	m	Cond.aisla. 0,6-1kV 150 mm <sup>2</sup> Al	3	5,90	17,70
<b>Material</b>	m	Cond.aisla. 0,6-1kV 95 mm <sup>2</sup> Al	1	3,93	3,93
<b>TOTAL</b>		<b>LÍN.SUBT.ACERA.B.T.3x150+1x95 Al</b>	<b>978,0</b>	<b>34,63</b>	<b>33.868</b>

<b>Partida</b>	<b>m</b>	<b>LÍN.SUBT.ACERA.B.T.3x240+1x150 Al.</b>	<b>2.256</b>	<b>45,90</b>	<b>103.550,4</b>
<b>Mano de obra</b>	<b>h</b>	Oficial 1ª Electricista	0,10	15,89	1,59
<b>Mano de obra</b>	<b>h</b>	Oficial 2ª Electricista	0,10	15,49	1,55
<b>Partida</b>	<b>m³</b>	EXC.ZANJA A MÁQUINA T. DISGREG.	0,35	5,86	2,05
Excavación en zanjas, en terrenos disgregados, por medios mecánicos, con extracción de tierras a los bordes, sin carga ni transporte al vertedero y con p.p. de medios auxiliares.					
<b>Mano de obra</b>	<b>h</b>	Peón ordinario	0,075	12,77	0,96
<b>Maquinaria</b>		Retrocargadora neum. 75 CV	0,127	38,57	4,90
<b>E02ZM010</b>			<b>0,35</b>	<b>5,86</b>	<b>2,05</b>
<b>Partida</b>	<b>m³</b>	RELL.TIERR.ZANJA MANO S/APORT	0,3	6,39	1,92
Relleno y extendido de tierras propias en zanjas, por medios manuales, sin aporte de tierras, y con p.p. de medios auxiliares.					
<b>Mano de obra</b>	<b>h</b>	Peón ordinario	0,5	12,77	6,39
<b>E02SZ060</b>			<b>0,3</b>	<b>6,39</b>	<b>1,92</b>
<b>Material</b>	<b>m</b>	Cinta señalizadora	1	0,22	0,22
<b>Material</b>	<b>m</b>	Placa cubrecables	1	6,41	6,41
<b>Material</b>	<b>ud</b>	Pequeño material	1	0,85	0,85
<b>Material</b>	<b>m</b>	Cond.aisla. 0,6-1kV 240 mm² Al	3	9	27,00
<b>Material</b>	<b>m</b>	Cond.aisla. 0,6-1kV 150 mm² Al	1	5,90	5,90
<b>TOTAL</b>		<b>LÍN.SUBT.ACERA.B.T.3x240+1x150 Al.</b>	<b>2.256</b>	<b>45,90</b>	<b>103.550,4</b>

<b>Partida</b>	<b>m</b>	<b>LÍN.SUBT.CALZADA.B.T.3x150+1x95 Al</b>	<b>24,00</b>	<b>53,78</b>	<b>1.290,72</b>
<b>Mano de obra</b>	<b>h</b>	Oficial 1ª Electricista	0,18	15,89	2,86
<b>Mano de obra</b>	<b>h</b>	Oficial 2ª Electricista	0,18	15,49	2,79
<b>Partida</b>	<b>m<sup>3</sup></b>	<b>EXC.ZANJA A MÁQUINA T. DISGREG.</b>	<b>0,42</b>	<b>5,86</b>	<b>2,46</b>
Excavación en zanjas, en terrenos disgregados, por medios mecánicos, con extracción de tierras a los bordes, sin carga ni transporte al vertedero y con p.p. de medios auxiliares.					
<b>Mano de obra</b>	<b>h</b>	Peón ordinario	0,075	12,77	0,96
<b>Maquinaria</b>		Retrocargadora neum. 75 CV	0,127	38,57	4,90
<b>E02ZM010</b>			<b>0,42</b>	<b>5,86</b>	<b>2,46</b>
<b>Material</b>	<b>m</b>	Tubo rígido PVC D=160 mm	1	1,98	1,98
<b>Material</b>	<b>m<sup>3</sup></b>	Hormigón HM-25/P/20/I central	0,18	57,20	10,30
<b>Material</b>	<b>m<sup>3</sup></b>	Horm.elem. no rest.HM-12,5/P/20 central	0,290	47,49	13,77
<b>Material</b>	<b>m</b>	Cond.aisla. 0,6-1kV 150 mm <sup>2</sup> Al	3	5,90	17,70
<b>Material</b>	<b>m</b>	Cond.aisla. 0,6-1kV 95 mm <sup>2</sup> Al	1	3,93	3,93
<b>Material</b>	<b>ud</b>	Pequeño material	1	0,85	0,85
<b>TOTAL</b>		<b>LÍN.SUBT.CALZADA.B.T.3x150+1x95 Al</b>	<b>24,00</b>	<b>53,78</b>	<b>1.290,72</b>

<b>Partida</b>	<b>m</b>	<b>LÍN.SUBT.CALZADA.B.T.3x240+1x150Al</b>	<b>39,00</b>	<b>65,05</b>	<b>2.536,95</b>
<b>Mano de obra</b>	<b>h</b>	Oficial 1ª Electricista	0,18	15,89	2,86
<b>Mano de obra</b>	<b>h</b>	Oficial 2ª Electricista	0,18	15,49	2,79
<b>Partida</b>	<b>m³</b>	EXC.ZANJA A MÁQUINA T. DISGREG	0,42	5,86	2,46
Excavación en zanjas, en terrenos disgregados, por medios mecánicos, con extracción de tierras a los bordes, sin carga ni transporte al vertedero y con p.p. de medios auxiliares.					
<b>Mano de obra</b>	<b>h</b>	Peón ordinario	0,075	12,77	0,96
<b>Maquinaria</b>		Retrocargadora neum. 75 CV	0,127	38,57	4,90
<b>E02ZM010</b>			<b>0,42</b>	<b>5,86</b>	<b>2,46</b>
<b>Material</b>	<b>m</b>	Tubo rígido PVC D=160 mm	1	1,98	1,98
<b>Material</b>	<b>m³</b>	Hormigón HM-25/P/20/I central	0,18	57,20	10,30
<b>Material</b>	<b>m³</b>	Horm.elem. no rest.HM-12,5/P/20 central	0,290	47,49	13,77
<b>Material</b>	<b>m</b>	Cond.aisla. 0,6-1kV 150 mm² Al	1	5,90	5,90
<b>Material</b>	<b>m</b>	Cond.aisla. 0,6-1kV 240 mm² Al	3	9,00	27,00
<b>Material</b>	<b>ud</b>	Pequeño material	1	0,85	0,85
<b>TOTAL</b>		<b>LÍN.SUBT.CALZADA.B.T.3x240+1x150Al</b>	<b>39,00</b>	<b>65,05</b>	<b>2.536,95</b>

## 1.2 Línea de Media Tensión.

Capítulo		COSTE ZANJAS MEDIA TENSION			
<b>Partida</b>	m	RED M.T. ACERA 3(1x150)Al 12/20 KV			
<b>Mano de obra</b>	h	Oficial 1ª Electricista	0,14	15,89	2,22
<b>Mano de obra</b>	h	Oficial 2ª Electricista	0,14	15,49	2,17
<b>Partida</b>	m <sup>3</sup>	EXC.ZANJA A MÁQUINA T. DISGREG	0,66	5,86	3,87
Excavación en zanjas, en terrenos disgregados, por medios mecánicos, con extracción de tierras a los bordes, sin carga ni transporte al vertedero y con p.p. de medios auxiliares.					
<b>Mano de obra</b>	h	Peón ordinario	0,075	12,77	0,96
<b>Maquinaria</b>		Retrocargadora neum. 75 CV	0,127	38,57	4,90
<b>E02ZM010</b>			0,66	<b>5,86</b>	<b>3,87</b>
<b>Partida</b>	m <sup>3</sup>	RELL.TIERR.ZANJA MANO S/APORT	0,6	6,39	3,83
Relleno y extendido de tierras propias en zanjas, por medios manuales, sin aporte de tierras, y con p.p. de medios auxiliares.					
<b>Mano de obra</b>	h	Peón ordinario	0,5	12,77	6,39
<b>E02SZ060</b>			0,6	<b>6,39</b>	<b>3,83</b>
<b>Material</b>	m	Cinta señalizadora	2	0,22	0,44
<b>Material</b>	m	Placa cubrecables	1	6,41	6,41
<b>Material</b>	ud	Pequeño material	1	0,85	0,85
<b>Material</b>	m	Cond.1x150 Al-DHV 12/20 KV	3	12,21	36,63
<b>TOTAL</b>		<b>RED M.T. ACERA 3(1x150)Al 12/20 KV</b>	<b>1.594,0</b>	<b>54,20</b>	<b>86.394,80</b>

<b>Partida</b>	<b>m</b>	<b>RED M.T.CALZADA 3(1x150)Al 12/20kV</b>			
<b>Mano de obra</b>	h	Oficial 1ª Electricista	0,2	15,89	3,18
<b>Mano de obra</b>	h	Oficial 2ª Electricista	0,2	15,49	3,10
<b>Partida</b>	m <sup>3</sup>	EXC.ZANJA A MÁQUINA T. DISGREG	0,7	5,86	4,10
Excavación en zanjas, en terrenos disgregados, por medios mecánicos, con extracción de tierras a los bordes, sin carga ni transporte al vertedero y con p.p. de medios auxiliares.					
<b>Mano de obra</b>	h	Peón ordinario	0,075	12,77	0,96
<b>Maquinaria</b>		Retrocargadora neum. 75 CV	0,127	38,57	4,90
<b>E02ZM010</b>			<b>0,7</b>	<b>5,86</b>	<b>4,10</b>
<b>Material</b>	m	Tubo rígido PVC D=160 mm	1	9,38	9,38
<b>Material</b>	m <sup>3</sup>	Hormigón HM-25/P/20/I central	0,18	57,20	10,30
<b>Material</b>	m <sup>3</sup>	Horm.elem. no rest.HM-12,5/P/20 central	0,290	47,49	13,77
<b>Material</b>	m	Cond. 1x150 Al-DHV 12/20 kV	3	12,21	36,63
<b>Material</b>	ud	Pequeño material	1	0,85	0,85
<b>TOTAL</b>		<b>RED M.T.CALZADA 3(1x150)Al 12/20kV</b>	<b>60,00</b>	<b>78,13</b>	<b>4.687,80</b>



### 1.3 Centro de Transformación PFU-5.

#### CENTRO DE TRANSFORMACIÓN PFU-5

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
Edificio prefabricado constituido por una envolvente, de estructura monobloque, de hormigón armado, tipo PFU-5/20.	1	11.825	11.825
Celda entrada/salida CGMCOSMOS-L.	4	2.675	10.700
Celda de seccionamiento CGMCOSMOS-S.	1	2.675	2.675
Celda de protección CGMCOSMOS-P.	1	3.500	3.500
Transformador aceite 400 KVA.	1	9.450	9.450
Cuadro de baja tensión CBTO 8 salidas.	1	3.000	3.000
Sistema de tierras de servicio.	1	1.300	1.300
Sistema de puesta a tierra de protección.	1	800	800
Varios	1	600	600
TOTAL			43.850

#### 1.4 Centro de Transformación miniBLOK.

##### CENTRO DE TRANSFORMACIÓN miniBLOK

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
Edificio prefabricado constituido por una envolvente, de estructura monobloque, de hormigón armado, tipo miniBLOK. Con equipo de media tensión CGMCOSMOS-2LP, transformador aceite de 400 KVA, cuadro de baja tensión CBTO, así como todo el material necesario para su conexión y puesta en servicio.	4	28.525	114.100
Sistema de tierras de servicio.	1	1.300	1.300
Sistema de puesta a tierra de protección.	1	800	800
Varios	1	600	600
<b>TOTAL</b>			<b>116.800</b>

### 1.5 Diverso material eléctrico.

#### DIVERSO MATERIAL ELÉCTRICO

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
Caja general de protección CAHORS CGP-7-400/BUC.	18	358	6.444
Caja de protección, medida y seccionamiento para un abonado CAHORS CPM3-D2/*-CS-M.	10	466	4.660
Caja de protección, medida y seccionamiento para dos abonados CAHORS CPM3-D2/2-CS-M. .	77	483	37.191
Zócalo CAHORS GRC armario 750.	87	100	8.700
Fusible gG-200 A.	18	2	36
Fusible gG-250 A.	24	3	72
Fusible gG-315 A.	30	4	120
<b>TOTAL</b>			<b>57.223</b>

## 2. Presupuestos totales.

DESCRIPCIÓN	TOTAL EN €
LINEA DE BAJA TENSIÓN 3x150 mm <sup>2</sup> + 1x95mm <sup>2</sup>	35.158,86 €
LINEA DE BAJA TENSIÓN 3x240 mm <sup>2</sup> + 1x150mm <sup>2</sup>	106.087,35 €
LINEA DE MEDIA TENSIÓN 3x150 mm <sup>2</sup> + 1x95mm <sup>2</sup>	91.082,60 €
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN PFU-5	43.850 €
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN miniBLOK	116.800 €
DIVERSO MATERIAL ELÉCTRICO	57.223 €
<b>TOTAL</b>	<b>450.201,81 €</b>

El presupuesto total de la instalación de un polígono residencial del presente proyecto asciende a CUATROCIENTOS CINCUENTA MIL DOSCIENTOS UN EUROS CON OCHENTA Y UN CENTIMOS.

**ANEXO**

**ESTUDIO BÁSICO**

**DE**

**SEGURIDAD Y SALUD**

## **1. Estudio Básico de Seguridad y Salud para obras de Líneas Subterráneas de Media y Baja Tensión.**

### **1.1. Objeto.**

El objeto de este estudio es dar cumplimiento al Real Decreto 1627/1997, de 24 de Octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, identificando, analizando y estudiando los posibles riesgos laborales que puedan ser evitados, identificando las medidas técnicas necesarias para ello; relación de los riesgos que no pueden eliminarse, especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a controlar y reducir dichos riesgos.

Así mismo este Estudio Seguridad y Salud da cumplimiento a la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales en lo referente a la obligación del empresario titular de un centro de trabajo de informar y dar instrucciones adecuadas, en relación con los riesgos existentes en el centro de trabajo y las medidas de protección y prevención correspondientes.

Este estudio servirá de base para que el técnico designado por la empresa adjudicataria de la obra pueda realizar el Plan de Seguridad y Salud en el Trabajo en el que se analizarán, estudiarán, desarrollarán y complementarán las previsiones contenidas en este estudio, en función de su propio sistema de ejecución de la obra, así como la propuesta de medidas alternativas de prevención, con la correspondiente justificación técnica y sin que ello implique disminución de los niveles de protección previstos y ajustándose en todo caso a lo indicado al respecto en el artículo 7 del Real Decreto 1627/97 sobre disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.

#### **1.1 .1. Campo de aplicación.**

El estudio tiene como objeto recoger aquellas medidas preventivas que deberán ser aplicadas en el momento y lugar oportunas, en relación con los riesgos observados en cada uno de los puestos de trabajo incluidos en este estudio, en nuestro caso será líneas de media y baja tensión.

### **1.2. Pliego de Condiciones particulares.**

#### **1.2.1. Normativa oficial.**

La relación de normativa que a continuación se presenta no pretende ser exhaustiva, se trata únicamente de recoger la normativa legal vigente en el momento de la edición de este documento, que sea de aplicación y del mayor interés para la realización de los trabajos objeto del contrato al que se adjunta este Estudio Básico de Seguridad y Salud.

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 223/2008 de 15 de febrero por el que se aprueba el nuevo Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC LAT 01 a 09.

- Decreto 2413/1973 del 20 de setiembre. Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y las Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Ley 8/1980 de 20 de marzo. Estatuto de los Trabajadores.
- Real Decreto 3275/1982 Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, y las Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Real Decreto Legislativo 1/1994, de 20 de junio. Texto Refundido de la Ley General de la Seguridad Social.
- Real Decreto 39/1995, de 17 de enero. Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto 485/1997 .en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril. Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 487/1997 relativo a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorso-lumbares, para los trabajadores.
- Real Decreto 773/1997 relativo a la utilización por los trabajadores de los equipos de protección individual.
- Real Decreto 1215/1997 relativo a la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 1627/1997, de octubre. Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.

### **1.2.2. Normas Iberdrola.**

- Prescripciones de Seguridad para trabajos mecánicos y diversos de AMYS.
- MO-NEDIS 7.02 “Plan Básico de Prevención de Riesgos para Empresas Contratistas”.
- Normas y Manuales Técnicos de Iberdrola que puedan afectar a las actividades desarrolladas por el contratista, cuya relación se adjuntará a la petición de oferta.

### **1.3. Identificación de riesgos.**

En función de las obras a realizar y de las fases de trabajo de cada una de ellas, se indican en los anexos los riesgos más comunes, sin que su relación sea exhaustiva.

La descripción e identificación general de los riesgos indicados, amplía los contemplados en la guía de referencia para la identificación y evaluación de los riesgos en la Industria Eléctrica, y es la siguiente:

- Caídas de personas al mismo nivel: Este riesgo puede identificarse cuando existan en el suelo obstáculos o sustancias que puedan provocar una caída por tropiezo o resbalón. Puede darse también por desniveles del terreno, conducciones o cables, bancadas o tapas sobresalientes del terreno, por restos de materiales varios, barro, tapas y losetas sin buen asentamiento, pequeñas zanjas y hoyos, etc.

- Caídas de personas a distinto nivel: Existe este riesgo cuando se realizan trabajos en zonas elevadas en instalaciones, que en este caso por construcción, no cuenta con una protección adecuada como barandilla, murete, antepecho, barrera, etc., Esta situación de riesgo está presente en los accesos a estas zonas. Otra posibilidad de existencia lo constituyen los huecos sin protección ni señalización existente en pisos y zonas de trabajo.

- Caída de objetos: Posibilidad de caída de objetos o materiales durante la ejecución de trabajo a un nivel superior a otra zona de trabajo o en operaciones de transporte y elevación por medios mecánicos o manuales. Además, existe la posibilidad de caída de objetos que no se están manipulando y se desprenden de su emplazamiento.

- Desprendimientos, desplomes y derrumbes: Posibilidad de desplome o derrumbamiento de estructuras fijas o temporales o de parte de ellas sobre la zona de trabajo. Con esta denominación deben contemplarse la caída de escaleras portátiles, cuando no se emplean en condiciones de seguridad, desplome de los apoyos, estructuras o andamios y el posible vuelco de cestas o grúas en la elevación del personal o traslado de cargas. También debe considerarse el desprendimiento o desplome de muros y el hundimiento de zanjas o galerías.

- Choques y golpes: Posibilidad de que se provoquen lesiones derivadas de choques o golpes con elementos tales como partes salientes de máquinas, instalaciones o materiales, estrechamiento de zonas de paso, vigas o conducciones a baja altura, etc., y los derivados del manejo de herramientas y maquinaria con partes en movimiento.

- Contactos eléctricos: Posibilidad de lesiones o daño producido por el paso de corriente por el cuerpo. En los trabajos sobre líneas de alta tensión y subestaciones es frecuente la proximidad, a la distancia de seguridad, de circuitos electrificados eléctricamente en alta tensión y debe tenerse en cuenta que puede originarse el paso de corriente al aproximarse, sin llegar a tocar directamente, a la parte de instalación energizada. En las maniobras previas al comienzo de los trabajos que puede tener que desarrollar el agente de zona de trabajo, cuando sea requerido para que actúe el operador local, puede entrar en contacto eléctrico por un error en la maniobra o por fallo de los elementos con los que opere. Cuando se emplean herramientas accionadas eléctricamente y elementos de iluminación portátil pueden producirse un contacto eléctrico en baja tensión.

- Arco eléctrico: Posibilidad de lesiones o daños producidos por quemaduras al cebarse un arco eléctrico. En *los* trabajos sobre líneas de alta tensión y subestaciones es frecuente la proximidad, a la distancia de seguridad, de circuitos electrificados eléctricamente en alta tensión y debe tenerse en cuenta que puede originarse un arco eléctrico al aproximarse, sin llegar a tocar directamente, a la parte de instalación energizada. En las maniobras previas al comienzo de los trabajos que puede tener que desarrollar el agente de zona de trabajo, cuando sea requerido para que actúe el operador local, puede quedar expuesto al arco eléctrico producido por un error en la maniobra o por fallo de los



elementos con los que opere. Cuando se emplean herramientas accionadas eléctricamente puede producirse un arco eléctrico en baja tensión.

- Sobreesfuerzos (carga física dinámica): Posibilidad de lesiones músculo esqueléticas al producirse un desequilibrio acusado entre las exigencias de la tarea y la capacidad física. En el trabajo sobre estructuras puede darse en situaciones de manejo de cargas o debido a la posición forzada en la que se debe realizar en algunos momentos del trabajo.
- Explosiones: Posibilidad de que se produzca una mezcla explosiva del aire con gases o sustancias combustibles o por sobrepresión de recipientes a presión.
- Incendios: Posibilidad de que se produzca o se propague un incendio como consecuencia de la actividad laboral y las condiciones del lugar de trabajo.
- Confinamiento: Posibilidad de quedarse recluido o aislado en recintos cerrados o de sufrir algún accidente como consecuencia de la atmósfera del recinto. Debe tenerse en cuenta la posibilidad de existencia de instalaciones de gas en las proximidades.
- Complicaciones debidas a mordeduras, picaduras, irritaciones, sofocos, alergias, etc., provocadas por vegetales o animales, colonias de los mismos o residuos debidos a ellos y originadas por su crecimiento, presencia, estancia o nidificación en la instalación. Igualmente los sustos o imprevistos por esta presencia, pueden provocar el inicio de otros riesgos.

#### **1.3.1. Riesgos de las pruebas y puesta en servicio de las instalaciones.**

Riesgos debidos a las pruebas y puesta en servicio de las instalaciones proyectadas:

- Golpes.
- Heridas.
- Caídas.
- Atrapamientos.
- Contacto eléctrico directo e indirecto en MT Y BT.
- Elementos candentes y quemaduras.
- Presencia de animales, colonias, etc.

Para evitar estos riesgos, o minimizarlos se usaran acciones preventivas y protecciones tales como lo dispuesto en el apartado 1.4, mantenimientos de quipos y utilización de EPI's, Adecuación de cargas, control de maniobras y vigilancia continua, prevención de aperturas de armarios, celdas, etc. Y cumplir todo lo dispuesto en las normas de Iberdrola MO 12.05.02 a la 05.

#### **1.3.2. Riesgos para líneas subterráneas de media y baja tensión.**

Actividades sujetas a riesgos debidas a la construcción de líneas subterráneas de media y baja tensión:

- Acopio, carga y descarga (acopio, carga y descarga de material recuperado y chatarra).

- Excavación, hormigonado y obras auxiliares.
- Tendido, empalme y terminales de conductores (desmontaje de conductores, empalmes y terminales).
- Orden y limpieza, utilización de equipos de protección individual y colectiva, según normativa vigente, identificación de canalizaciones, coordinación con la empresa de gas, utilización de EPI's, entubamiento, vallado de seguridad, protección de huecos e información sobre posibles conducciones, utilizar fajas de protección lumbar, control de maniobras y vigilancia continuada, vigilancia continuada de la zona donde se está excavando.
- Pruebas y puesta en servicio (mantenimiento, desguace o recuperación de instalaciones).

#### Descripción de los riesgos de las actividades citadas:

- Golpes, heridas, caídas de objetos, atrapamientos, presencia de animales (mordeduras, picaduras, sustos...).
- Caídas al mismo nivel, caídas a distinto nivel, exposición al gas natural, caídas de objetos, desprendimientos, golpes y heridas, oculares, cuerpos extraños, riesgos a terceros, sobreesfuerzos, atrapamientos, contactos eléctricos.
- Caídas desde altura, golpes y heridas, atrapamientos, caídas de objetos.
- Vuelco de maquinaria, caídas desde altura, golpes y heridas, atrapamientos, caídas de objetos, sobreesfuerzos, riesgos a terceros, ataque de animales.
- Presencia de colonias, nidos.

#### Descripción de las acciones preventivas y protecciones:

- Mantenimiento de equipos, utilización de EPI's, adecuación de las cargas, control de maniobras y vigilancia continuada, utilización de EPI's, revisión del entorno.
- Utilización de equipos de protección individual y colectiva, según normativa vigente, utilización de EPI's, control de maniobras y vigilancia continuada, (análisis previo de las condiciones de tiro y equilibrio y atirantado o medios de trabajo específicos).
- Acondicionamiento de la zona de ubicación; anclaje correcto de las máquinas de tracción, utilización de equipos de protección individual y colectiva, según Normativa vigente, control de maniobras y vigilancia continuada, utilización de EPI's, utilizar fajas de protección lumbar, vigilancia continuada y señalización de riesgos y revisión del entorno.
- Utilización de equipos de protección individual y colectiva, según Normativa vigente, utilización de EPI's, control de maniobras y vigilancia continuada y utilizar fajas de protección lumbar.

- Revisión del entorno.

### **1.3.3. Riesgos para la instalación de equipos de baja y media tensión en ausencia de tensión.**

Actividades sujetas a riesgos debidas a la instalación de equipos de baja y media tensión en ausencia de tensión:

- Acopio, carga y descarga.
- Desconexión/conexión de la instalación eléctrica y pruebas.
- Montaje/desmontaje.

Descripción de los riesgos de las actividades citadas:

- Golpes, cortes, caídas de objetos, caídas a nivel y atrapamientos.
- Contacto eléctrico directo e indirecto en BT.
- Caídas al mismo nivel, caídas a diferente nivel, caídas de objetos, golpes y cortes, proyección de partículas, riesgos a terceros, sobreesfuerzos, atrapamientos, contacto eléctrico directo e indirecto en BT, arco eléctrico en BT y elementos candentes y quemaduras.

Descripción de las acciones preventivas y protecciones:

- Mantenimiento equipos, utilización de EPI's, adecuación de las cargas, y control de maniobras.
- Utilización de EPI's, coordinar con el cliente los trabajos a realizar, aplicar las 5 reglas de oro, apantallar en caso de proximidad los elementos en tensión, informar por parte del Jefe de Trabajo a todo el personal, la situación en la que se encuentra la zona de trabajo y donde se encuentran los puntos en tensión más cercanos.
- Orden y limpieza, utilización de equipos de protección individual y colectiva, según Normativa vigente, utilización de EPI's, vallado de seguridad, protección de huecos, información sobre posibles conducciones, utilizar fajas de protección lumbar, control de maniobras y atención continuada, apantallar en caso de proximidad los elementos en tensión, informar por parte del jefe de trabajo a todo el personal, la situación en la que se encuentra la zona de trabajo y donde se encuentran los puentes en tensión más cercanos.

### **1.4. Medidas de prevención para evitar riesgos.**

Por ser la presencia eléctrica un factor muy importante en la ejecución de las obras, con carácter general, se incluyen las siguientes medidas de prevención/protección para: contacto eléctrico directo e indirecto en MT y BT. Arco eléctrico en MT y BT.

Elementos candentes y quemaduras:

- Formación en tema eléctrico de acuerdo con lo requerido en el Real Decreto 614/2001, función del trabajo a realizar.
- Utilización de EPI's (Equipos de protección individual).
- Coordinar con la empresa suministradora definiendo las maniobras eléctricas a realizar, cuando sea preciso.
- Seguir los procedimientos de descargo de instalaciones eléctricas, cuando sea preciso.

En el caso de instalaciones de Iberdrola, deben seguirse las MO correspondientes.

- Aplicar las 5 reglas de oro, siguiendo el permiso de trabajo del MO 12.05.03.
- Apantallar en caso de proximidad los elementos en tensión teniendo en cuenta las distancias del Real Decreto 614/2001.
- Informar por parte del Jefe de Trabajo a todo el personal, la situación en la que se encuentran los puntos en tensión más cercanos.

Para los trabajos que se realicen mediante métodos de trabajo en tensión, TET, el personal debe tener la formación 1 exigida por el R.D. 614 y la empresa debe estar autorizada por el Comité Técnico de Trabajos en Tensión de Iberdrola.

Otro riesgo que merece especial consideración es el de caída en altura, por la duración de los trabajos con exposición al mismo y la gravedad de sus consecuencias, debiendo estar el personal formado en el empleo de los distintos dispositivos a utilizar.

Asimismo deben considerarse también las medidas de prevención, coordinación y protección frente a la posible existencia de atmósferas inflamables, asfixiantes o tóxicas consecuencia de la proximidad de las instalaciones de gas. Con carácter general deben tenerse en cuenta las siguientes observaciones, disponiendo el personal de los medios y equipos necesarios para su cumplimiento:

- Protecciones y medidas colectivas, según la normativa vigente relativa a equipos y medios de seguridad colectivos.
- Prohibir la permanencia de personal en la proximidad de las máquinas en movimiento.
- Prohibir la entrada a la obra a todo personal ajeno. Establecer zonas de paso y acceso a la obra.
- Balizar, señalizar, y vallar el perímetro de la obra, así mismo puntos singulares en el interior de la misma. Establecer un mantenimiento correcto de la maquinaria.
- Controlar que la carga de los camiones no sobrepase los límites establecidos y reglamentarios.

- Utilizar escaleras, andamios, plataformas de trabajo y equipos de trabajo para la realización de los trabajos en altura con riesgo mínimo.
- Acotar o proteger las zonas de paso y evitar pasar o trabajar debajo de la vertical de otros trabajadores.
- Analizar previamente la resistencia y estabilidad de las superficies, estructuras y apoyos a los que haya que acceder y disponer las medidas o los medios de trabajo necesarios para asegurarlas.

En relación con los riesgos originados por los seres vivos, es conveniente, la concienciación de su posible presencia en base a las características biogeográficas del entorno, al periodo anual, a las condiciones meteorológicas y a las posibilidades que elementos de la instalación pueden brindar.

### **1.5. Protecciones.**

Ropa de trabajo: adecuada a la tarea a realizar por los trabajadores del contratista.

Equipos de protección: se relacionan a continuación los equipos de protección individual y colectiva más frecuente en los trabajos que desarrollan para Iberdrola. El contratista deberá seleccionar aquellos que sean necesarios según el tipo de trabajo.

Equipos de protección individual (EPI's), de acuerdo con las normas UNE.

- Calzado de seguridad.
- Casco de seguridad.
- Guantes aislantes de la electricidad para MT y BT.
- Guantes de protección mecánica.
- Pantalla contra proyecciones.
- Gafas de seguridad.
- Cinturón de seguridad.
- Discriminador de baja tensión.
- Equipo contra caídas desde alturas (arnés anticaída, pértiga, cuerda, etc).

Protecciones colectivas.

- Señalización: cintas, banderolas, etc.

- Cualquier tipo de protección colectiva que se pueda requerir en el trabajo a realizar, de forma especial, las necesarias para los trabajos en instalaciones eléctricas de MT y BT, adecuadas al método de trabajo y a los distintos tipos y características de las instalaciones.

- Dispositivos y protecciones que eviten la caída del operario tanto en el ascenso y descenso como durante la permanencia en lo alto de estructuras y apoyos: línea de seguridad, doble amarre o cualquier otro dispositivo o protección que evite la caída o aminoré sus consecuencias: redes o aros de protección.

Equipos de primeros auxilios y emergencias:

- Botiquín con los medios necesarios para realizar curas de urgencia en caso de accidente. Ubicado en el vestuario u oficina, a cargo de una persona capacitada designada por la empresa. Este botiquín debe estar visible y en debe estar en un listado los teléfonos de los centros de salud más cercanos así como el del Instituto de Herpetología, centro de apicultura, etc.

- Se dispondrá en obra de un medio de comunicación, teléfono o emisora, y de un cuadro con los números de los teléfonos de contacto para casos de emergencia médica o de otro tipo.

Equipos de protección contra incendios:

- Extintores de polvo seco clase ABC de eficacia suficiente, según la legislación y normativa vigente.

## **1.6. Descripción general de la obra a ejecutar.**

En este punto se analizan con carácter general, independientemente del tipo de obra, las diferentes servidumbres o servicios que se deben tener perfectamente definidas y solucionadas antes del comienzo de las obras.

### **1.6.1. Descripción de la obra y situación.**

La situación de la obra a realizar y el tipo de la misma se recogen en la Memoria del presente proyecto.

Se deberán tener en cuenta las dificultades que pudieran existir en los accesos, estableciendo los medios de transporte y traslado más adecuados a la orografía del terreno.

### **1.6.2. Suministro de energía eléctrica.**

El suministro de energía eléctrica provisional será suministrado por la empresa constructora, proporcionando los puntos de enganche necesarios. Todos los puntos de toma de corriente, incluidos los provisionales para herramientas portátiles, contarán con protección térmica y diferencial adecuada.

### **1.6.3. Suministro de agua potable.**

El suministro de agua potable será a través de las conducciones habituales en la región, zona, etc., en el caso de que esto no sea posible dispondrán de los medios necesarios (cisternas, etc.) que garantice su existencia regular desde el comienzo de la obra.

### **1.6.4. Servicios higiénicos.**

Dispondrá de servicios higiénicos suficientes y reglamentarios. Si fuera posible, las aguas fecales se conectarán a la red de alcantarillado, en caso contrario, se dispondrá de medios que faciliten su evacuación o traslado a lugares específicos destinados para ello, de modo que no se agreda al medio ambiente.

### **1.7. Previsiones e informaciones útiles para los trabajos.**

Entre otras se deberá disponer de:

- Instrucciones de operación normal y de emergencia.
- Señalización clara de mandos de operación y emergencia.
- Dispositivos de protección personal y colectiva para trabajos posteriores de mantenimiento.
- Equipos de rescate y auxilio para casos necesarios.

### **1.8. Coordinador en materia de seguridad y salud.**

El Coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra, deberá desarrollar las siguientes funciones:

- Coordinar la aplicación de los principios generales de prevención y seguridad.
- Coordinar las actividades de la obra para garantizar que las empresas y personal actuante apliquen de manera coherente y responsable los principios de acción preventiva que se recogen en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales durante la ejecución de la obra, y en particular, en las actividades a que se refiere el Artículo 10 del Real Decreto 1627/1.997.
- Aprobar el Plan de Seguridad y Salud elaborado por el contratista y, en su caso, las modificaciones introducidas en el mismo.
- Organizar la coordinación de actividades empresariales previstas en el Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.
- Coordinar las acciones y funciones de control de la aplicación correcta de los métodos de trabajo.

- Adoptar las medidas necesarias para que solo las personas autorizadas puedan acceder a la obra.

La coordinación de seguridad y salud, no será asumida por la dirección técnica, ni facultativa, mientras esta no sea contratada específicamente por el promotor y aceptada por la dirección técnica y/o facultativa.

## **2. Estudio Básico de Seguridad y Salud para Centros de Transformación prefabricados y compactos.**

### **2.1. Objeto.**

Dar cumplimiento a las disposiciones del R.D. 1627/1997 de 24 de octubre, por el que se establecen los requisitos mínimos de seguridad y salud en las obras de construcción, identificando, analizando y estudiando los riesgos laborales que puedan ser evitados, indicando las medidas técnicas necesarias para ello; relación de los riesgos que no pueden eliminarse, especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a controlar y reducir dichos riesgos.

Asimismo es objeto de este estudio de seguridad dar cumplimiento a la Ley 31/1995 de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales en lo referente a la obligación del empresario titular de un centro de trabajo, de informar y dar instrucciones adecuadas en relación con los riesgos existentes en el centro de trabajo y con las medidas de protección y prevención correspondientes.

### **2.2. Normativa aplicable.**

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Ley 8/1980 de 20 de marzo. Estatuto de los Trabajadores.
- Real Decreto 3275/1982 Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, y las Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Real Decreto Legislativo 1/1994, de 20 de junio. Texto Refundido de la Ley General de la Seguridad Social.
- Real Decreto 39/1995, de 17 de enero. Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto 485/1997 .en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril. Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 487/1997 relativo a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorso-lumbares, para los trabajadores.
- Real Decreto 773/1997 relativo a la utilización por los trabajadores de los equipos de protección individual.



- Real Decreto 1215/1997 relativo a la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.

- Real Decreto 1627/1997, de octubre. Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.

## **2.3. Características de la obra.**

### **2.3.1. Descripción de la obra y situación.**

Descripción de la obra y situación:

La situación de la obra a realizar y la descripción de la misma se recogen en la Memoria del presente proyecto.

### **2.3.2. Suministro de energía eléctrica.**

El suministro de energía eléctrica provisional de obra será facilitado por la Empresa constructora proporcionando los puntos de enganche necesarios en el lugar del emplazamiento de la obra

### **2.3.3. Suministro de agua potable.**

En caso de que el suministro de agua potable no pueda realizarse a través de las conducciones habituales, se dispondrán los medios necesarios para contar con la misma desde el principio de la obra.

### **2.3.4. Vertido de aguas sucias de los servicios higiénicos.**

Se dispondrá de servicios higiénicos suficientes y reglamentarios. Si es posible, las aguas fecales se conectarán a la red de alcantarillado existente en el lugar de las obras o en las inmediaciones.

Caso de no existir red de alcantarillado se dispondrá de un sistema que evite que las aguas fecales puedan afectar de algún modo al medio ambiente.

### **2.3.5. Interferencias y servicios afectados.**

No se prevé interferencias en los trabajos puesto que si bien la obra civil y el montaje pueden ejecutarse por empresas diferentes, no existe coincidencia en el tiempo.

No obstante, si existe más de una empresa en la ejecución del proyecto deberá nombrarse un Coordinador de Seguridad y Salud integrado en la Dirección facultativa, que será quien resuelva en las mismas desde el punto de vista de Seguridad y Salud en el trabajo. La designación de este Coordinador habrá de ser sometida a la aprobación del Promotor.

En obras de ampliación y/o remodelación de instalaciones en servicio, deberá existir un coordinador de Seguridad y Salud que habrá de reunir las características

descritas en el párrafo anterior, quien resolverá las interferencias, adoptando las medidas oportunas que puedan derivarse.

## **2.4. Identificación de riesgos y medida de prevención a adoptar.**

Para el análisis de riesgos y medidas de prevención a adoptar, se dividen los trabajos por unidades constructivas dentro de los apartados de obra civil y montaje.

### **2.4.1. Obra civil.**

Descripción de los riesgos para el movimiento de tierras y cimentaciones:

- Caídas a las zanjas.
- Desprendimientos de los bordes de los taludes de las rampas.
- Atropellos causados por la maquinaria.
- Caídas del personal, vehículos, maquinaria o materiales al fondo de la excavación.

Descripción de las medidas preventivas y protecciones para evitar los riesgos:

- Controlar el avance de la excavación, eliminando bolos y viseras inestables, previniendo la posibilidad de lluvias o heladas.
- Prohibir la permanencia de personal en la proximidad de las máquinas en movimiento.
- Señalizar adecuadamente el movimiento de transporte pesado y maquinaria de obra.
- Dictar normas de actuación a los operadores de la maquinaria utilizada.
- Las cargas de los camiones no sobrepasarán los límites establecidos y reglamentarios.
- Establecer un mantenimiento correcto de la maquinaria.
- Prohibir el paso a toda persona ajena a la obra.
- Balizar, señalizar y vallar el perímetro de la obra, así como los puntos singulares en el interior de la misma.
- Establecer zonas de paso y acceso a la obra.
- Dotar de la adecuada protección personal y velar por su utilización.
- Establecer las estribaciones en las zonas que sean necesarias.

Descripción de los riesgos para la construcción de la estructura:

- Caídas de altura de personas, en las fases de encofrado, desencofrado, puesta en obra del hormigón y montaje de piezas prefabricadas.
- Cortes en las manos.
- Pinchazos producidos por alambre de atar, hierros en espera, eslingas acodadas, puntas en el encofrado, etc.
- Caídas de objetos a distinto nivel (martillos, árido, etc.).
- Golpes en las manos, pies y cabeza.
- Electrocuaciones por contacto indirecto.
- Caídas al mismo nivel.
- Quemaduras químicas producidas por el cemento.
- Sobreesfuerzos.

Descripción de las medidas preventivas y protecciones para evitar los riesgos:

- Emplear bolsas porta-herramientas.
- Desencofrar con los útiles adecuados y procedimiento preestablecido.
- Suprimir las puntas de la madera conforme es retirada.
- Prohibir el trepado por los encofrados o permanecer en equilibrio sobre los mismos, o bien por las armaduras.
- Vigilar el izado de las cargas para que sea estable, siguiendo su trayectoria.
- Controlar el vertido del hormigón suministrado con el auxilio de la grúa, verificando el correcto cierre del cubo.
- Prohibir la circulación del personal por debajo de las cargas suspendidas.
- El vertido del hormigón en soportes se hará siempre desde plataformas móviles correctamente protegidas.
- Prever si procede la adecuada situación de las redes de protección, verificándose antes de iniciar los diversos trabajos de estructura.
- Las herramientas eléctricas portátiles serán de doble aislamiento y su conexión se efectuará mediante clavijas adecuadas a un cuadro eléctrico dotado con interruptor diferencial de alta sensibilidad.

- Dotar de la adecuada protección personal y velar por su utilización.

Descripción de los riesgos para los trabajos de albañilería:

- Caídas al mismo nivel.
- Caídas a distinto nivel.
- Proyección de partículas al cortar ladrillos con la paleta.
- Proyección de partículas en el uso de punteros y cortafríos.
- Cortes y heridas.
- Riesgos derivados de la utilización de máquinas eléctricas de mano.

Descripción de las medidas preventivas y protecciones para evitar los riesgos:

- Vigilar el orden y limpieza de cada uno de los tajos, estando las vías de tránsito libres de obstáculos (herramientas, materiales, escombros, etc.).
- Las zonas de trabajo tendrán una adecuada iluminación.
- Dotar de la adecuada protección personal y velar por su utilización.
- Utilizar plataformas de trabajo adecuadas.
- Las herramientas eléctricas portátiles serán de doble aislamiento y su conexión se efectuará a un cuadro eléctrico dotado con interruptor diferencial de alta sensibilidad.

#### **2.4.2. Montaje.**

Descripción de los riesgos para los trabajos de colocación de soportes y embarrados:

- Caídas al distinto nivel.
- Choques o golpes.
- Proyección de partículas.

- Contacto eléctrico indirecto.

Descripción de las medidas preventivas y protecciones para evitar los riesgos:

- Verificar que las plataformas de trabajo son las adecuadas y que dispongan de superficies de apoyo en condiciones.

- Verificar que las escaleras portátiles disponen de los elementos antideslizantes.
- Disponer de iluminación suficiente.
- Dotar de las herramientas y útiles adecuados.
- Dotar de la adecuada protección personal para trabajos mecánicos y velar por su utilización.
- Las herramientas eléctricas portátiles serán de doble aislamiento y su conexión se efectuará a un cuadro eléctrico dotado con interruptor diferencial de alta sensibilidad.

Descripción de los riesgos para los trabajos de montaje de celdas prefabricadas o aparenta, transformadores de potencia y cuadros de baja tensión:

- Atrapamientos contra objetos.
- Caídas de objetos pesados.
- Esfuerzos excesivos.
- Choques o golpes.

Descripción de las medidas preventivas y protecciones para evitar los riesgos:

- Verificar que nadie se sitúe en la trayectoria de la carga.
- Revisar los ganchos, grilletes, etc., comprobando si son los idóneos para la carga a elevar.
- Comprobar el reparto correcto de las cargas en los distintos ramales del cable.
- Dirigir las operaciones por el jefe del equipo, dando claramente las instrucciones que serán acordes con el R.D.485/1997 de señalización.
- Dar órdenes de no circular ni permanecer debajo de las cargas suspendidas.
- Señalizar la zona en la que se manipulen las cargas.
- Verificar el buen estado de los elementos siguientes:
  - Cables, poleas y tambores
  - Mandos y sistemas de parada.
  - Limitadores de carga y finales de carrera.
  - Frenos.

- Dotar de la adecuada protección personal para manejo de cargas y velar por su utilización.
- Ajustar los trabajos estrictamente a las características de la grúa (carga máxima, longitud de la pluma, carga en punta contrapeso). A tal fin, deberá existir un cartel suficientemente visible con las cargas máximas permitidas.
- La carga será observada en todo momento durante su puesta en obra, bien por el señalero o por el enganchador.

Descripción de los riesgos para los trabajos de puesta en tensión:

- Contacto eléctrico en M.T. y B.T.
- Arco eléctrico en M.T. y B.T.
- Elementos candentes.

Descripción de las medidas preventivas y protecciones para evitar los riesgos:

- Coordinar con la Empresa Suministradora definiendo las maniobras eléctricas necesarias.
- Abrir con corte visible o efectivo las posibles fuentes de tensión.
- Comprobar en el punto de trabajo la ausencia de tensión.
- Enclavar los aparatos de maniobra.
- Señalizar la zona de trabajo a todos los componentes de grupo de la situación en que se encuentran los puntos en tensión más cercanos.
- Dotar de la adecuada protección personal y velar por su utilización.

## **2.5. Aspectos generales.**

La Dirección Facultativa de la obra acreditará la adecuada formación y adiestramiento del personal de la Obra en materia de Prevención y Primeros Auxilios.

Así mismo, comprobará que existe un plan de emergencia para atención del personal en caso de accidente y que han sido contratados los servicios asistenciales adecuados. La dirección de estos Servicios deberá ser colocada de forma visible en los sitios estratégicos de la obra, con indicación del número de teléfono.

### **2.5.1. Botiquín de obra.**

Se dispondrá en obra, en el vestuario o en la oficina, un botiquín que estará a cargo de una persona capacitada designada por la Empresa, con los medios necesarios para efectuar las curas de urgencia en caso de accidente.

**ANEXO**

**GESTIÓN DE**

**RESIDUOS**

## **1. Estimación de la cantidad de residuos generados en el presente proyecto.**

En este proyecto, todos los residuos generados son del tipo contemplado en el capítulo 17 “Residuos de construcción y demolición (incluida la tierra excavada de zonas contaminadas)” de la lista europea de residuos publicada en la Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero (BOE 19/02/02) y en la corrección de errores de la misma (BOE 12/03/02).

Su clasificación y estimaciones se indican a continuación:

<b>RESIDUO</b>	<b>DENSIDAD kg/m<sup>3</sup></b>	<b>VOLUMEN m<sup>3</sup></b>	<b>PESO TOTAL</b>
<b>Hormigón, relleno.</b>	900	5	4500
<b>Tierra sobrante de relleno.</b>	1100	10	11000
<b>Tubos PVC.</b>	750	0.5	375
<b>Restos de cableado.</b>	850	0.5	425
<b>TOTAL</b>			<b>16300</b>

## **2. Medidas para la prevención de residuos en la obra objeto del presente proyecto.**

Se dispondrán de bolsas de transporte de 1 m<sup>3</sup> y un container de 12,7 m<sup>3</sup> en las cuales se colocarán los residuos según los tres tipos identificados, sin mezclarse, al lado de la Obra para ser retiradas por camión al vertedero.

## **3. Operación de reutilización, valoración o eliminación que se generen en la obra.**

El resto de los residuos, hormigón, tubos y resto de cableado no serán reutilizados por lo que se procederá al traslado al vertedero.

Las tierras resultantes de la realización de las zanjas al ser de tipo clasificado, pueden ser reutilizadas en el cierre del mismo siendo el volumen sobrante, ya calculado, el que queda como residuo generado.

## **4. Medidas de separación de residuos según R.D. 105/2008, artículo 5 punto 5.**

Tal y como se ha indicado anteriormente, se ha procedido a la separación de residuos según su naturaleza en los tres tipos antes enumerados.

Se ha procedido a reutilizar uno de los tipos de residuos generados, tierra, que se ha utilizado para el relleno.

Los residuos sobrantes se han clasificado de forma separada y dispuestos en bolsas especiales se trasladarán al vertedero.

Como puede verse en el Punto 1, los pesos de los mismos son muy inferiores a los máximos que determina el RD 105/2008 artículo 5, punto 5, siendo entregados, debidamente clasificados y separados, al Gestor de Residuos para su traslado al vertedero.



## **5. Prescripciones del pliego de prescripciones técnicas particulares.**

No siendo necesaria, en este proyecto, la existencia de instalaciones para almacenamiento, manejo, separación y otras operaciones no se requiere la redacción de un pliego de prescripciones técnicas.

Simplemente es necesario señalar que las bolsas a utilizar para el almacenamiento y transporte de los residuos generados deberán satisfacer, al menos:

- Bolsas de 1 m<sup>3</sup> de capacidad
- Dotadas de Asas para su manejo y carga mediante grúa.
- Su resistencia deberá ser tal que soporten sin romperse un contenido de peso 2 Tm por m<sup>3</sup>.
- El tejido tendrá una composición porosa que impida la salida de partículas de los materiales a transportar arena, polvo o tierra.

## **6. Valoración del coste de la gestión de los residuos generados.**

- Dos bolsas de transporte 10 € c/u (Precio orientativo).
- Un container de 12,7 m<sup>3</sup> 50 c/u (Precio orientativo).
- Tres viajes de camión con capacidad de carga de 4,5 TM, como mínimo, dotado de grúa portante para la carga y descarga de las bolsas y container 150 € (Nota: Precio variable según zona).
- Tasas por Depósito en vertedero (según Ayuntamiento).



**Departamento de Ingeniería Eléctrica**

**Director: ALFREDO CONESA TEJERINA**

**Proyecto Fin de Carrera**



**PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN DE UN POLÍGONO  
RESIDENCIAL**

**DOCUMENTACIÓN TÉCNICA**

**ZAIRA ROBLES FRUTOS**

**SEPTIEMBRE 2013**

# **ANEXO 1**

## **CABLE SUBTERRÁNEO DE BAJA TENSION XZ1(S) 0,6/1 KV AL**

## **ANEXO 1**

### **CABLE SUBTERRÁNEO DE BAJA TENSIÓN XZ1(S) 0,6/1KVAL**

#### **1. Objeto y campo de aplicación**

Esta Norma (56.31.21) especifica las características que deben reunir y los ensayos que han de superar los cables unipolares de BT, con conductores de aluminio, tipo XZ1(S), destinados principalmente a las redes subterráneas de baja tensión a instalar en el ámbito de Iberdrola.

#### **2. Normas de consulta**

- NI 00.08.00: Calificación de suministradores y productos tipificados.
- UNE 21 022: Conductores de cables aislados.
- UNE 21 167-1: Bobinas de madera para cables aislados. Características generales.
- UNE HD 603-5N: Cables de distribución de tensión asignada 0,6/1 kV.  
Parte 5: Cables aislados con XLPE, no armados. Sección N: Cables sin conductor concéntrico (Tipo 5N).

#### **3. Tipos normalizados, características esenciales y códigos**

Los tipos normalizados y las características esenciales son los que figuran en la tabla 1:

Tabla 1

Tipos normalizados y características esenciales

Tipo constructivo	Tensión nominal kV	Sección mm <sup>2</sup>	Nº mínimo alambres	Suministro Long $\pm$ 2% m	Tipo bobina UNE 21 167-1	Código
RV	0,6/1	1 x 50	6	1600	10	5631225
		1 x 95	15	950	10	5631235
		1 x 150	15	1100	12	5631245
		1 x 240	30	750	12	5631255

La constitución del cable (ver figura 1) será la siguiente:



#### 4. Características y ensayos

Estos cables responderán a lo establecido en la UNE HD 603-5N.

#### 5. Designación

Estos cables se designarán mediante una serie de siglas y números cuyo significado es el siguiente:

- XZ1: designación norma UNE-HD 603-5X; según la norma UNE 21123-4 designación RZ1): cables con aislamiento de polietileno reticulado (XPLE) y cubierta de poliolefina (PO), sin armadura ni pantalla, con conductor de aluminio clase 2.
- 0,6/1 kV: tensión asignada del cable.
- Sección: valor, en mm<sup>2</sup> de la sección del conductor.
- K: conductor circular y compacto.
- Al: conductor de aluminio.
- Ejemplo de denominación: Cable XZ1(S) 0,6/1 kV 1x150 K Al NI 56.31.21.

#### 6. Marcas

Llevarán inscritas sobre la cubierta de forma legible e indeleble las marcas siguientes:

- Nombre del fabricante.
- Designación completa.
- Año de fabricación (dos últimas cifras).
- Indicación de calidad concertada (cuando la tenga)
- La separación entre marcas no será superior a 30 cm.

#### 7. Utilización

En las instalaciones de líneas subterráneas de BT a construir por Iberdrola o por terceros que posteriormente pasarán a ser explotadas por Iberdrola, se utilizará en las

derivaciones o acometidas a las CGP (cajas generales de protección), y en los puentes de unión de los transformadores de potencia con sus correspondientes cuadros de distribución de BT.

## **8. Suministro**

Estos cables se suministran en bobinas indicadas en la tabla 1 y en las longitudes allí reflejadas de suministro, con una tolerancia de  $\pm 2\%$ .

Se aceptarán hasta un 5% de bobinas con longitudes de cable diferentes a las fijadas, siempre que esta diferencia no sea superior al 50%.

El cierre de las bobinas se realizará con duelas de madera. Iberdrola podrá, no obstante, admitir otros sistemas (Ver Anexo A).

Los extremos de los cables, irán protegidos contra la penetración de agua, mediante un capuchón retráctil, o por otro método aprobado por Iberdrola.

## **9. Calificación y recepción**

### **9.1 Calificación**

Con carácter general, la inclusión de suministradores y productos se realizará siempre de acuerdo con lo establecido en la Norma NI 00.08.00: "Calificación de suministradores y productos tipificados".

La calificación incluirá la realización de los ensayos y verificaciones indicados en los capítulos 4 y 6 de esta Norma.

Iberdrola se reserva el derecho de repetir ciertos ensayos realizados previamente por el fabricante o en los procesos de obtención de marcas de calidad.

Después del proceso de fabricación, se elaborará por cada fabricante y modelo un anexo de gestión de calidad a realizar por Iberdrola.

### **9.2 Recepción**

Los criterios de recepción podrán variar a juicio de Iberdrola, en función del Sistema de Calidad Implantado en fábrica y de la relación Iberdrola- Suministrador, en lo que respecta a este producto (experiencia acumulada, calidad concertada, etc.). En principio se seguirá el criterio establecido en la UNE HD 603-5N.

## **ANEXO A**

### **A.1 Suministro: cierre de las bobinas**

#### **Generalidades**

Aún cuando en la norma se establece que el cierre de las bobinas se realice mediante duelas de madera, Iberdrola podrá admitir otros sistemas.

Para la aprobación de un determinado sistema el fabricante del cable o, en su caso, el fabricante del sistema de cierre, presentará su o sus alternativas a Iberdrola quien, en caso de que, a su juicio, sea satisfactorio, lo autorizará y lo incluirá expresamente en la norma NI del cable correspondiente, tal y como a continuación se indica.

#### **A.1.1 Sistemas alternativos aprobados**

##### **A.1.1.1 Sistema de láminas de fibras de madera (Nolco Flex).**

Constituido por láminas de fibras de madera protegidas con plástico exteriormente, este embalaje resulta hidrófugo y cumple las siguientes características:

- Resistencia a la penetración  $\geq 350$  daN/cm<sup>2</sup>.
- Resistencia a la flexión  $\geq 14$  N/mm<sup>2</sup>.
- Resistencia a la compresión: reducción máxima del espesor de la lámina en un 50% cuando se aplican  $\geq 15$  daN/cm<sup>2</sup>.



2011



# Cables y Accesorios para Baja Tensión



## M) NUEVO CABLE DE ALUMINIO PARA BT AL VOLTALENE FLAMEX (S) CARACTERÍSTICAS COMPARATIVAS FRENTE AL DISEÑO TRADICIONAL AL VOLTALENE N (AL RV)

El nuevo cable Al Voltalene Flamex (S), con designación genérica AL XZ1 (S), viene a mejorar las características mecánicas y de comportamiento frente al fuego del cable de aluminio de BT (Al Voltalene N), que ha dejado de fabricarse en favor del primero (AL XZ1 (S)).

### MEJORAS SUSTANCIALES DE COMPORTAMIENTO FRENTE AL FUEGO

- Se mantiene la resistencia a la propagación de la llama según UNE EN 60332-1-2
- Se mejoran las características relativas a la emisión de humos:
  - Reducida emisión de humos opacos (supera el ensayo de opacidad de humos de UNE EN 61034-2)
  - Nula emisión de gases ácidos y corrosivos (UNE EN 50267)

### OTRAS MEJORAS

- Se mantiene el diseño unipolar para facilitar el tendido y la confección de accesorios
- Se mejora la resistencia del cable a los agentes externos
  - Resistencia al desgarro y la abrasión con un material de cubierta de mejores características
  - Resistencia a la entrada de agua por adherencia de la cubierta al aislamiento
- Se mejora la facilidad de instalación, gracias a la reducción del espesor de la cubierta
- Se reduce el impacto medioambiental eliminando estabilizantes con plomo y plastificantes

Con la aparición del nuevo Al Voltalene Flamex (S) desaparecerá el cable Al Voltalene N pero no el Al Afumex (AS) que en cuanto a su comportamiento frente al fuego supera además el ensayo de no propagación del incendio que no cumple el Al Voltalene Flamex (S) y por ello este último no puede ser utilizado en locales de pública concurrencia, derivaciones individuales o líneas generales de alimentación.

Las intensidades admisibles son iguales para los 3 diseños. Se trata de cables termoestables con aislamiento de XLPE (polietileno reticulado).

La siguiente tabla comparativa aclara las propiedades de cada diseño. Son notables las mejoras del Al Voltalene Flamex (S) frente al Al Voltalene N.

Propiedades	Utilidades	AL VOLTALENE N AL RV	AL VOLTALENE FLAMEX (S) AL XZ1 (S)	AL AFUMEX (AS) AL RZ1 (AS)
Resistencia a la tracción Alargamiento mínimo en la rotura	N/mm <sup>2</sup> %	12,5 150	12,5 300	10 125
Resistencia al desgarro UNE-HD 605,1	N/mm	—	9	—
Resistencia a la absorción Masa aplicada Nº de desplazamientos	Kg Nº	—	18 8	—
No propagación de la llama UNE-EN 60332-1-2	—	Sí	Sí	Sí
No propagación del incendio UNE-EN 50266-2-4	—	No	No	Sí
Libre de halógenos y gases ácidos UNE-EN 50267 (HCI < 0,5%)	—	No	Sí	Sí
Opacidad de humos UNE-EN 61034-2 (T > 60%)	—	No	Sí	Sí



## AL VOLTALENE FLAMEX (S)

Tensión nominal: **0,6/1 kV**Norma diseño: **HD 603-5X-1**Designación genérica: **AL XZ1 (S)**

### CARACTERÍSTICAS CABLE



No propagación de la llama  
UNE EN 60332-1-2



Baja emisión de humos opacos  
UNE EN 61034-2



Libre de halógenos  
UNE EN 50267-2-1



Nula emisión de gases corrosivos  
UNE EN 50267-2-2



Resistencia a la absorción de agua



Resistencia al frío



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a los agentes químicos



Resistencia a las grasas y aceites



Resistencia a los golpes

### RESISTENTE A LOS ACEITES, ÁCIDOS Y ALCALIS

- Norma constructiva: UNE-HD 603-5X-1 (aplica a las secciones que proceda), IEC-60502.
- Temperatura de servicio (instalación fija): -25 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Tensión nominal: 0,6/1 kV.
- Ensayo de tensión en c.a. durante 5 minutos: 3500 V.

### Ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: UNE EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Libre de halógenos: UNE EN 50267-2-1; IEC 60754-1; BS 6425-1.
- Baja emisión de humos opacos: UNE EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: UNE EN 50267-2-2; IEC 60754-2; NFC 20453; BS 6425-2; pH 4,3; C 10 µS/mm.

## DESCRIPCIÓN

### CONDUCTOR

**Metal:** Aluminio.

**Flexibilidad:** Rígido, clase 2, según UNE EN 60228.

**Temperatura máxima en el conductor:** 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

### AISLAMIENTO

Mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3, según HD 603-1.

### CUBIERTA

**Material:** Mezcla especial cero halógenos, tipo Flamex DM01, según UNE HD 603-5.

**Color:** Negro.



## APLICACIONES

- Redes de distribución, acometidas, instalaciones al aire o enterradas.
  - Redes subterráneas de distribución e instalaciones subterráneas (ITC-BT 07).
  - Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20); salvo obligación de Afumex (AS) (ver ITC-BT 28 y R.D. 2267/2004).

**NOTA IMPORTANTE:** Inadecuado para ser instalado en locales de pública concurrencia, líneas generales de alimentación, derivaciones individuales y en general toda instalación donde se requiera Afumex (AS). Ver apartado M.

# AL VOLTALENE FLAMEX (S)

Tensión nominal: **0,6/1 kV**Norma diseño: **HD 603-5X-1**Designación genérica: **AL XZ1 (S)**

## SECCIONES DISPONIBLES EN STOCK\*

1 COND. (NE)					
1 x 16	1 x 25	1 x 35	1 x 50	1 x 70	1 x 95
1 x 120	1 x 150	1 x 185	1 x 240	1 x 300	

\* Sujeto a modificaciones. (Consultar tarifa vigente).

## CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

### DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximados)

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Espesor de aislamiento mm	Diámetro sobre aislamiento mm	Diámetro exterior mm	Peso total kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad admisible al aire (1) A	Intensidad admisible enterrado (2) A	Caída de tensión V/A km	
								cos φ = 1	cos φ = 0,8
1 x 16	0,7	6,1	8,3	85	1.91	70	58	4,15	3,42
1 x 25	0,9	7,7	9,9	124	1.2	88	74	2,62	2,19
1 x 35	0,9	8,6	10,8	153	0.868	109	90	1,89	1,6
1 x 50	1	10,1	12,5	200	0.641	133	107	1,39	1,21
1 x 70	1,1	11,9	14,5	265	0.443	170	132	0,97	0,86
1 x 95	1,1	13,8	15,8	340	0.32	207	157	0,7	0,65
1 x 120	1,2	15,3	17,4	420	0.253	239	178	0,55	0,53
1 x 150	1,4	17	19,3	515	0.206	277	201	0,45	0,45
1 x 185	1,6	19,4	21,4	645	0.164	316	226	0,36	0,37
1 x 240	1,7	22,1	24,2	825	0.125	372	261	0,27	0,3
1 x 300	1,8	24,3	26,7	1035	0,1	462	295	0,22	0,26

(1) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

→ XLPE3 con instalación tipo F (Al) → columna 11 (unipolares trifásica).

(2) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 Km/W.

→ XLPE3 con instalación tipo Método D (Al).

(Ver página 23).



## C) REDES SUBTERRÁNEAS PARA DISTRIBUCIÓN EN BAJA TENSIÓN (CRITERIO DE LA NUEVA NORMA UNE 211435)

Las redes subterráneas para distribución según el REBT deben realizarse siguiendo las indicaciones de la ITC-BT 07 cuyo contenido está basado en la UNE 20435, norma que ha sido anulada y sustituida por la UNE 211435 (diciembre 2007). Nos encontramos por tanto ante la situación de un contenido reglamentario que está anulado por la aparición de una nueva norma. Hemos decidido, no obstante, incluir en el apartado C bis todo lo que dice el REBT (basado en la anulada UNE 20435) y priorizar este apartado en el que tratamos el contenido de la norma nueva en vigor.




Los cables a utilizar y las modalidades de instalación siguen siendo los citados al comienzo del apartado C bis, nos centraremos en las tablas de carga máxima admisible y sus coeficientes de corrección.

### INTENSIDADES MÁXIMAS ADMISIBLES

Para cables de Cu tipo RV (Retenax Flam, Retenax Flex, Retenax Flam armados) o Al XZ1(S) (Al Voltalene Flamex) de 0,6/1 kV las intensidades admisibles en función del sistema de instalación están recogidas en la siguiente tabla:

TABLA A.1 (UNE 211435):

CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
 Temperatura del aire ambiente en °C 40  
 Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
 Profundidad de soterramiento en m 0,7

(1) Tres cables unipolares al tresbolillo.

(2) Tres cables unipolares en la misma tubular.

Obsérvese que ahora el estándar considerado para la resistividad térmica del terreno es 1,5 K·m/W en lugar de 1 K·m/W de la UNE 20435 lo que supone una reducción de las intensidades admisibles en canalizaciones soterradas.

### FACTORES DE CORRECCIÓN

Si la temperatura ambiente difiere del estándar (40 °C para instalaciones al aire en galerías y 25 °C para instalaciones enterradas) tenemos los siguientes valores a aplicar a las intensidades de la tabla anterior:

TABLA A.6 (UNE 211435):

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA DISTINTAS TEMPERATURAS (CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS Y CABLES SOTERRADOS)

Temperatura máxima del conductor °C	Temperatura del aire ambiente en cables <u>en galerías</u> , °C								
	20	25	30	35	40	45	50	55	60
90*	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77
105	1,14	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83

Temperatura máxima del conductor °C	Temperatura del terreno en cables <u>soterrados</u> , °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90*	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83

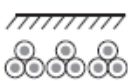
\* Los cables para redes subterráneas de distribución (Retenax Flam, Retenax Flex, Retenax Flam armados y Al Voltalene Flamex) soportan un máximo de 90 °C en el conductor en régimen permanente.

Cuando la resistividad térmica del terreno sea distinta de 1,5 K·m/W y la instalación sea entubada debemos tener en cuenta los siguientes factores:

TABLA A.7 (UNE 211435):

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA RESISTIVIDAD TÉRMICA DEL TERRENO DISTINTA DE 1,5 K·m/W (CABLES SOTERRADOS)

Cables <u>directamente soterrados</u> en triángulo en contacto							
Sección del conductor mm <sup>2</sup>	Resistividad del terreno						
	0,8 K·m/W	0,9 K·m/W	1 K·m/W	1,5 K·m/W	2 K·m/W	2,5 K·m/W	3 K·m/W
25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73

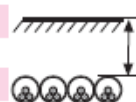


Para tener en cuenta el efecto de la profundidad de enterramiento de la instalación:

TABLA A.8 (UNE 211435):

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA DISTINTAS PROFUNDIDADES DE SOTERRAMIENTO (CABLES SOTERRADOS)

Cables de 0,6/1 kV		
Profundidad, m	Soterrados	En tubular
0,50	1,04	1,03
0,60	1,02	1,01
0,70	1,00	1,00
0,80	0,99	0,99
1,00	0,97	0,97
1,25	0,95	0,96
1,50	0,93	0,95
1,75	0,92	0,94
2,00	0,91	0,93
2,50	0,89	0,91
3,00	0,88	0,90



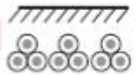


Coefficientes de corrección por agrupamiento para instalaciones enterradas:

TABLA A.9.2 (UNE 211435):

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 / 1 KV (CABLES SOTERRADOS)

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—



## F) INTENSIDADES MÁXIMAS DE CORTOCIRCUITO

TABLA F-3.

INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO ADMISIBLE (A) PARA CONDUCTORES DE AI CON AISLAMIENTO TERMOESTABLE (TIPO XLPE, EPR, POLIOLEFINAS Z O SILICONA), MÁX 250 °C EN CORTOCIRCUITO ( $I_{cc} = 94 \cdot S / \sqrt{t}$ )

Sección (S)	Duración del cortocircuito en segundos (t)								
	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
16	4.756	3.363	2.746	2.127	1.504	1.228	1.063	951	868
25	7.431	5.255	4.290	3.323	2.350	1.919	1.662	1.486	1.357
35	10.404	7.357	6.007	4.653	3.290	2.686	2.326	2.081	1.899
50	14.863	10.510	8.581	6.647	4.700	3.838	3.323	2.973	2.714
70	20.808	14.713	12.013	9.306	6.580	5.373	4.653	4.162	3.799
95	28.239	19.968	16.304	12.629	8.930	7.291	6.314	5.648	5.156
120	35.670	25.223	20.594	15.952	11.280	9.210	7.976	7.134	6.513
150	44.588	31.529	25.743	19.940	14.100	11.513	9.970	8.918	8.141
185	54.992	38.885	31.750	24.593	17.390	14.199	12.297	10.998	10.040
240	71.341	50.446	41.189	31.905	22.560	18.420	15.952	14.268	13.025
300	89.176	63.057	51.486	39.881	28.200	23.025	19.940	17.835	16.281



# AENOR

Asociación Española de  
Normalización y Certificación

## CERTIFICADO AENOR DE PRODUCTO N° 075 / 000050

AENOR PRODUCT CERTIFICATE N°

La Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR) certifica que el producto  
The Spanish Association for Standardisation and Certification (AENOR) certifies that the product

**CABLE DE DISTRIBUCIÓN, AISLADO CON POLIETILENO RETICULADO, NO  
ARMADO, CON CUBIERTA DE POLIOLEFINA Y SIN CONDUCTOR CONCÉNTRICO  
(0,6/1 KV). TIPO 5N1**

**DISTRIBUTION CABLE, XLPE INSULATED, UNARMoured, POLYOLEFIN SHEATHED AND  
WITHOUT CONCENTRIC CONDUCTOR (0,6/1 KV). TYPE 5N1**

Designación	Marca Comercial	Limitación
Designation	Trade Mark	Restriction
XZ1 (Al)	VOLTALENE PRYSMIAN	1 x 25 mm <sup>2</sup> ; 1 x 50 mm <sup>2</sup> ; 1 x 95 mm <sup>2</sup> ; 1 x 150 mm <sup>2</sup> ; 1 x 240 mm <sup>2</sup> .

suministrado por

supplied by

**PRYSMIAN CABLES Y SISTEMAS, S.L.**  
**CR C-15, KM 2. PL. MASIA D'EN NOTARI 08800 VILANOVA I LA GELTRU**  
**(Barcelona - ESPAÑA)**

y elaborado en

and manufactured in

**CR C-15, KM 2. PL. MASIA D'EN NOTARI**  
**08800 VILANOVA I LA GELTRU (Barcelona - ESPAÑA)**

es conforme con

complies with

**UNE 211603-5N1:2005**  
**UNE 211603-5N1:2005 ERRATUM:2007**

Para conceder este Certificado, AENOR ha ensayado el producto y ha comprobado el sistema de la calidad aplicado para su elaboración. AENOR realiza estas actividades periódicamente mientras el Certificado no haya sido anulado, según se establece en el Reglamento Particular RP 75.01.

In order to grant this Certificate, AENOR has tested the product and has verified the quality system used in its manufacture. AENOR performs these tasks periodically while the Certificate has not been cancelled, in accordance with the stipulations of the Specific Rules RP 75.01.

Fecha de concesión: **2007-09-28**  
First issued on:

Fecha de caducidad: **2012-09-28**  
Expires on:



**El Director General de AENOR**  
General Manager

No está autorizada la reproducción parcial de este documento.

The partial reproduction of this document is not permitted.

AENOR - Génova, 6 - 28004 MADRID - Teléfono 914 32 60 00 - Telefax 913 10 46 83

## **ANEXO 2**

# **CAJAS GENERALES DE PROTECCIÓN (CGP)**



## **ANEXO 2**

### **CAJAS GENERALES DE PROTECCIÓN (CGP)**

Siguiendo la norma particular de Iberdrola NI 76.50.01 en la que se especifican las características de las CGP y los distintos ensayos a realizar en ellas, mostramos ahora toda esa información.

#### **1. Objeto**

Esta norma fija los tipos de cajas generales de protección (CGP) que deberán utilizarse en el ámbito de Iberdrola. Establece, además, por referencia, las características que deben cumplir y los ensayos que deben satisfacer.

#### **2. Campo de aplicación**

Esta norma se aplicará a las CGP hasta 400 A, con bases con o sin dispositivo extintor de arco, para instalación adosada o en hornacinas o muros de cierre o colocadas sobre zócalos.

#### **3. Normas de consulta** (mirar en NI 76.50.01)

#### **4. Tipos normalizados: características esenciales y códigos. Designación. Denominación**

Los esquemas eléctricos de las CGP normalizadas se representan en la figura 1, correspondiendo a los tipos y designaciones que se indican en la tabla 1.

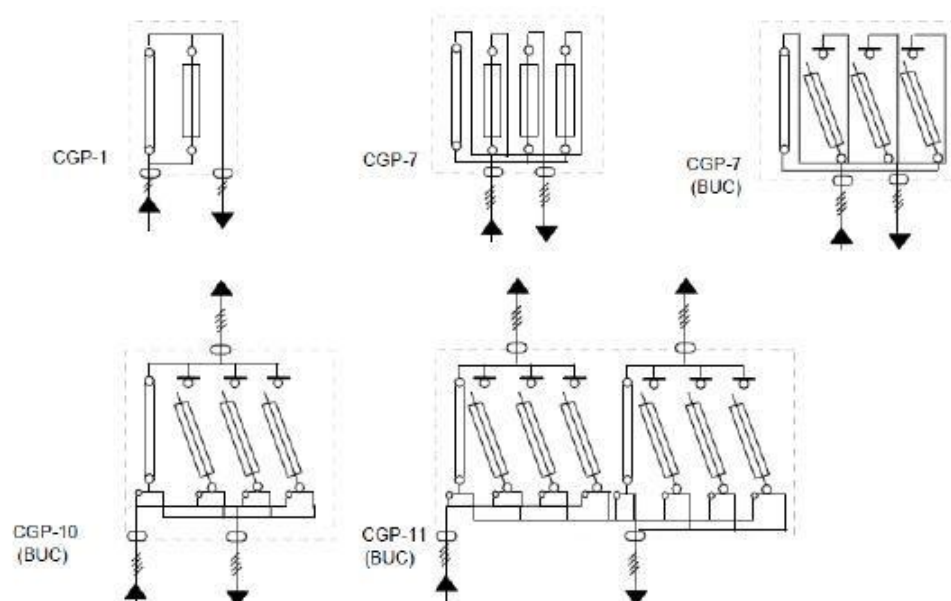


Fig. 1: Esquemas eléctricos de CGP\*

La entrada y salida de los cables no prejuzga el tipo de los dispositivos de ajuste.

En la tabla 1 se indican las CGP normalizadas, número y tamaño de los cortacircuitos fusibles.

Tabla 1

Tipos de CGP normalizadas, características esenciales y códigos

Designación	Cortacircuitos fusibles			Utiliza- ción	Códigos
	Bases		Fusibles		
	Número	Tamaño	I máx. A		
CGP-1-100	1	22x58	80*	Exterior	7650003
CGP-7-100	3	22x58	80*	Exterior	7650007
CGP-7-160	3	00**	160	Exterior	7650008
CGP-7-250/BUC	3	1 (BUC)	250	Exterior / interior	7650010
CGP-7-400/BUC	3	1 (BUC)	400	Exterior / interior	7650011
CGP-10-250/BUC	3	1 (BUC)	250	Interior	7650018
CGP-11-250/250/BUC	3/3	1 (BUC)	250	Interior	7650019

\* La corriente máxima del cartucho fusible será 80 A de acuerdo con el resultado

satisfactorio del ensayo de calentamiento, con bases normalizadas del tamaño 22x58 e intensidad asignada de 100 A.

\*\* En estudio su paso a BUC

El significado de las siglas que conforman la designación es el que se indica en la tabla 2.

Tabla 2  
Designación de las CGP

Designación	Significado de las siglas				
	CGP	(1)	(2)	(3)	BUC*
CGP- (1) - (2) /BUC*	Caja General de pro- tección	Esquema según la figura 1	Intensidad máxima del fusible que debe co- locar, en amperios		Base unipolar cerrada
CGP- (1) - (2) / (3) /BUC			Intensidad máxima del fusible que se debe colocar en el primer circuito, en amperios	Intensidad máxima del fusible que se debe colocar en el segundo circuito, en amperios	

\* Corresponderá a las CGP que, en su caso, incorporen bases unipolares cerradas con dispositivo extintor de arco.

## **5. Características de las CGP**

### **5.1 Características eléctricas**

#### **5.1.1 Tensión asignada**

La tensión asignada es de 500 V.

#### **5.1.2 Intensidad asignada**

Se corresponde con el componente (2) de la designación, expresado en la tabla 2 y serán las siguientes: 100-160-250-400 A. En las CGP-10, y CGP-11, el circuito destinado al paso de la energía estará previsto para una corriente de 400 A.

#### **5.1.3 Rigidez dieléctrica**

Los valores de las tensiones de ensayo serán los siguientes:

a) A frecuencia industrial, durante 1 minuto:

- 2.500 V, entre partes activas de polaridades diferentes, estando establecida la continuidad de los circuitos.
- 5.250 V, entre partes activas y masa.

b) Con impulsos de tipo rayo se aplicarán 8 kV entre partes activas y masa.

#### **5.1.4 Calentamiento**

Los calentamientos máximos admisibles son los indicados en el apartado 8.1.7.

### **5.2 Características constructivas**

#### **5.2.1 Generales**

Las partes interiores de las CGP serán accesibles, para su manipulación y mantenimiento, por la cara frontal de las mismas. Las CGP, dispuestas en posición de servicio, cumplirán las condiciones de protección por aislamiento total, especificadas en el apartado 7.4.3.2.2 de la Norma UNE EN 60 439-1.

##### **5.2.1.1 Materiales**

Las CGP deben construirse con materiales aislantes, de clase térmica A como mínimo, según la Norma UNE 21 305, capaces de soportar las sollicitaciones mecánicas y térmicas, así como los efectos de la humedad, susceptibles de presentarse en servicio normal. En los dispositivos de entrada y salida de los cables, se admiten materiales

aislantes de clase térmica Y.

#### **5.2.1.2 Grado de protección**

El grado de protección de las CGP, según la Norma UNE 20 324, contra la penetración de cuerpos sólidos y líquidos, será IP 43. El grado de protección contra los impactos mecánicos será IK 08, según la Norma UNE EN 50 102.

#### **5.2.1.3 Ventilación**

Las CGP deberán tener su interior ventilado con el fin de evitar las condensaciones. Los elementos que proporcionen esta ventilación no deberán reducir el grado de protección establecido.

#### **5.2.2 Dimensiones**

Serán las indicadas por el fabricante, una vez cumplidos los ensayos correspondientes.

#### **5.2.3 Tapa y dispositivo de cierre**

Las CGP dispondrán de un sistema mediante el que la tapa, en posición abierta, quede unida al cuerpo de la caja sin que entorpezca la realización de trabajos en el interior. En los casos en los que la tapa esté unida a la CGP mediante bisagras, su ángulo de apertura será superior a 130° o será fácilmente desmontable. El cierre de las tapas se realizará mediante dispositivos de cabeza triangular, de 11 mm de lado, con las tolerancias indicadas en la figura 2. En el caso que los dispositivos de cierre sean tornillos, estos deberán ser imperdibles. Todos estos dispositivos tendrán un orificio de 2 mm de diámetro, como mínimo, para el paso del hilo de precinto.

#### **5.2.4 Dispositivos de fijación de las CGP**

Las CGP estarán diseñadas de forma tal que se puedan instalar mediante los correspondientes elementos de fijación, manteniendo la rigidez dieléctrica y el grado de protección previsto para cada una de ellas.

## TORNILLO

## LLAVE

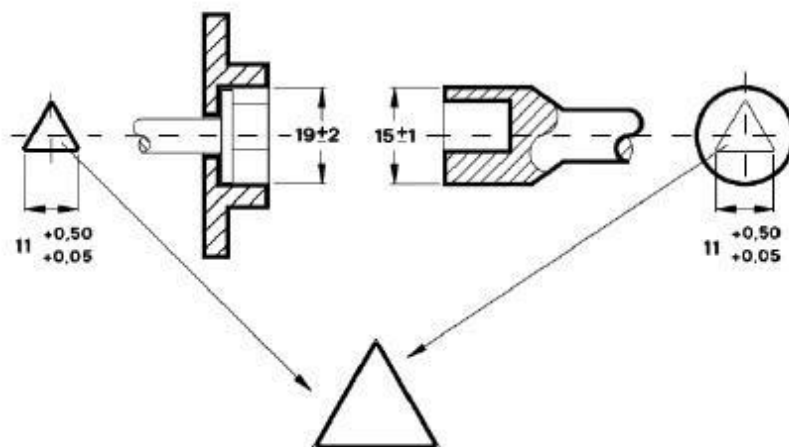


Fig. 1.-Dispositivo de cierre de cabeza triangular

### 5.2.5 Entrada y salida de los cables

La disposición para entrada y salida de los cables por la parte inferior de las CGP de intensidades superiores a 100 A, será tal que permita la conexión de los mismos sin necesidad de ser enhebrados. Los cables que salgan por la parte superior deberán enhebrarse.

Las CGP de intensidades superiores a 100 A dispondrán de un orificio independiente que permita el paso de un cable aislado, de hasta 50 mm<sup>2</sup>, para la puesta a tierra del neutro. Este cable deberá instalarse por enhebrado.

Los orificios para el paso de los cables llevarán incorporados dispositivos de ajuste, que se suministrarán colocados en su emplazamiento o en el interior de las CGP.

Los dispositivos de ajuste dispondrán de un sistema de fijación tal que permita que, una vez instalados, sean solidarios con la CGP, pero que, en cuanto se abra la CGP, sean fácilmente desmontables.

Cuando el acceso de los cables a las CGP esté previsto mediante tubos de protección, la arista exterior de estos más próxima a la pared de fijación, no distará más de 25 mm del plano de fijación de la CGP.

### 5.2.6 Bases de los fusibles sin dispositivo extintor de arco

Las bases de los cortacircuitos fusibles sin dispositivo de arco, cumplirán con las Normas NI 76.01.01 ó NI 76.02.01, según sea el tamaño de la base, fusible de cuchillas o fusible de cápsulas cilíndricas respectivamente.

### 5.2.7 Bases de los fusibles con dispositivo extintor de arco

Las bases de los cortacircuitos fusibles con dispositivo de arco serán unipolares cerradas

(BUC) y cumplirán con la Norma NI 76.01.02. Las CGP tendrán, en su caso, pantallas aislantes, entre todos los polos, de forma que, una vez instalados los terminales, imposibiliten un cortocircuito entre fases o entre fases y neutro. El espesor mínimo de estas pantallas será de 2,5 mm.

### **5.2.8 Conexiones de entrada y de salida**

Las conexiones de entrada y salida se efectuarán mediante terminales de pala, que serán bimetálicos cuando proceda, en aquellas CGP provistas de bases de cortacircuitos del tipo de cuchilla. Las conexiones eléctricas se efectuarán con tornillería de material inoxidable.

En el diseño de las CGP con entrada y salida por su parte inferior, la disposición relativa de las conexiones se efectuará teniendo en cuenta que, normalmente, la última operación de conexión corresponde a los cables de Iberdrola.

Se instalarán tantos puntos de conexión independientes como número de conductores se vayan a conectar a la CGP.

En todas las CGP, la conexión de entrada del neutro llevará incorporado un borne auxiliar, que permita la conexión a tierra. La capacidad del borne auxiliar será tal que permita la introducción de un conductor de 16 a 50 mm<sup>2</sup> de cobre.

En las CGP con entrada y salida de cables por su parte inferior, de intensidades asignadas inferiores a 160 A, la situación de los bornes o de las conexiones debe permitir que el radio de curvatura del cable de 0,6/1 kV, de la máxima sección prevista, sea superior a 5 veces su diámetro.

En las CGP equipadas con fusibles de cuchillas, la distancia mínima entre los extremos de las pletinas de conexión y la parte más próxima de la CGP, medida en vertical, será, como mínimo, de 150 mm en las CGP de hasta 250 A inclusive y de 175 mm en las de intensidad superior.

### **5.2.9 Características del neutro**

El neutro estará constituido por una conexión amovible de cobre, situada a la izquierda de las fases, mirando a las CGP como si estuvieran en posición de servicio. La conexión y desconexión se deberá realizar mediante llaves, sin manipular los cables.

El tornillo correspondiente será inoxidable, de cabeza hexagonal y con arandela incorporada. Su rosca y el par de apriete que debe soportar y la sección efectiva mínima que deberá tener el neutro, se indican en la tabla 3.

Tabla 3  
Características del neutro

Intensidad asignada, $I_n$ , A	Tornillo		Sección efectiva mínima del neutro mm <sup>2</sup>
	Rosca	Par de apriete N.m	
$I_n \leq 160$	M6	3,0	60
$160 < I_n \leq 400$	M8	6,0	100

## 6. Marcas

Las CGP llevarán en el exterior de la parte frontal:

- El nombre o marca del fabricante;
- La intensidad asignada, en amperios;
- La designación IBERDROLA
- El año de fabricación;
- Señal de advertencia de riesgo eléctrico.

El nombre o la marca del fabricante estarán grabadas. Las restantes indicaciones podrán figurar en una etiqueta con caracteres indelebles y fácilmente legibles, excepto la señal de advertencia de riesgo eléctrico que será independiente y de tamaño AE 05 según NI 29.00.00.

Asimismo, en el interior de la CGP deberá indicarse el número del lote de fabricación.

En cada caja general de protección se adjuntará, en su interior, documento en sobre de plástico conteniendo una relación de materiales de la envolvente y apartamente interior donde se indique la marca y sus características.

## 7. Comportamiento medioambiental

Las CGP, objeto de esta norma, son conjuntos de elementos inertes durante el servicio normal de funcionamiento.

Los fabricantes deberán proporcionar la información concerniente a su tratamiento al final de su vida útil, recuperación, reciclado, eliminación, etc.



## **8. Ensayos**

### **8.1 Ensayos de calificación**

Todos los ensayos deben realizarse sobre CGP completas y montadas como en utilización normal. Si en algún caso, esto no es posible, los ensayos se efectuarán sobre muestras representativas de las CGP.

Cuando no se indique otra cosa, los ensayos se realizarán a una temperatura de  $20 \pm 5^{\circ} \text{C}$ .

Los ensayos de calificación deben efectuarse sobre las CGP especificadas en esta norma antes de su suministro, para demostrar que sus características son adecuadas para las aplicaciones previstas. Estos ensayos son de tal naturaleza, que después de haberlos efectuado, no es necesario repetirlos, salvo que se realicen cambios en los materiales utilizados o en el diseño de las CGP, susceptibles de modificar sus características.

Los ensayos de calificación se efectuarán sobre las muestras indicadas en la tabla 4.

El fabricante deberá disponer en sus propias instalaciones de un laboratorio dotado de los aparatos que permitan realizar todos los ensayos indicados en esta norma, excepto la verificación de la resistencia a la intemperie, el ensayo de niebla salina y la rigidez dieléctrica con impulsos de tipo rayo.

Si uno cualquiera de los ensayos no es satisfactorio, se considerará que las CGP a las que sea aplicable este ensayo no son satisfactorias.

Tabla 4  
Ensayos de calificación

Ensayo	Muestras a ensayar	Método y condiciones	Valores a obtener y prescripciones
<b>Marcas- Señal de advertencia</b>	Las indicadas en la tabla 5	Examen visual NI 00.07.17	Capítulo 6 de esta norma y apartado 8.1.1 NI 00.07.17
Características constructivas		Examen visual	Apartado 5.2.1
- Accesibilidad		Apartado 7.4.3.2.2 de UNE EN 60 439-1	Apartado 7.4.3.2.2 UNE EN 60 439-1
- Aislamiento total		Examen visual	Apartado 5.2.1.3
- Ventilación		Examen visual y, en su caso, medidas	Apartado 5.2.3
- Sujeción de la tapa a la CGP y, en su caso, ángulo de apertura y puntos de fijación		Medidas	Apartado 5.2.3 y figura 1
- Dispositivo de cierre de las tapas		Examen visual o medidas	Apartado 5.2.5
- Entrada y salida de cables, y del cable de puesta a tierra		Examen visual	Apartado 5.2.6 y 5.2.7
- Tipo y tamaño de las bases de cortacircuitos		Examen visual	Apartado 5.2.8
- Distancia entre los extremos de las pletinas y la caja en CGP de más de 63 A		Examen visual	Apartado 5.2.9
- Características del neutro y del tornillo			
Carga axial soportada por los insertos metálicos		Apartado 8.1.2	Apartado 8.1.2
Grado de protección contra la entrada de cuerpos sólidos		Apartado 8.1.3.1	Apartado 5.2.1.2
Grado de protección contra la penetración de agua		Apartado 8.1.3.2	Apartado 5.2.1.2
Grado de protección contra los impactos mecánicos		Apartado 8.1.4	Apartado 5.2.1.2
Clase térmica de la envolvente		Apartado 8.1.5	Apartado 8.1.5
Resistencia al calor		Apartado 8.1.6	Apartado 8.1.6

(continúa)

(continuación)

Ensayo	Muestras a ensayar	Método y condiciones	Valores a obtener y prescripciones
Calentamiento:	Las indicadas en la tabla 5		
- General de la CGP		Apartado 8.1.7	Apartado 8.1.7
- Del circuito de paso, cuando proceda			
Resistencia al calor anormal y al fuego		Apartado 8.1.8	Apartado 8.1.8
Rigidez dieléctrica		Apartado 8.1.9	Apartados 5.1.3 y 8.1.9
Resistencia a la intemperie		Apartado 8.1.10	Apartado 8.1.10
Resistencia a la corrosión		Apartado 8.1.11	Apartado 8.1.11

El fabricante presentará un plano, en tamaño A4, de cada una de las CGP cuya calificación desee obtener. En el mismo plano, deberá figurar, también, la denominación química, el color y la clase térmica de cada uno de los materiales plásticos que integren la CGP, así como la marca de las bases de los cortacircuitos y las dimensiones de las pletinas adicionales, en su caso.

En la tabla 5 se indican el número de muestras que se debe ensayar de cada una de las CGP, cuya calificación se pretenda obtener, así como los ensayos a que debe someterse cada una de estas muestras.

Tabla 5  
Secuencia de ensayos a realizar en cada CGP

Ensayo	Muestra			
	1	2	3	4
Marcas. Señal de advertencia	X			
Características constructivas	X			
Carga axial soportada por los insertos metálicos	X			
Grado de protección contra la entrada de cuerpos sólidos	X			
Grado de protección contra la penetración de agua	X			
Grado de protección contra los impactos mecánicos	X			
Clase térmica de la envolvente		X		
Resistencia al calor		X		
Calentamiento	X			
Resistencia al calor anormal y al fuego		X		
Rigidez dieléctrica	X			
Resistencia a la intemperie			X	
Resistencia a la corrosión				X

En el caso de que el fabricante presente varias CGP para su calificación, a partir de la segunda CGP, podrán dejar de realizarse los ensayos correspondientes a la muestra número 2, siempre que las envolventes correspondientes sean del mismo material.

Cuando se utilice una misma envolvente, para varias CGP del mismo esquema, solamente se ensayará la de mayor intensidad nominal, siempre que las bases de los cortacircuitos sean del mismo fabricante.

### 8.1.1 Verificación del marcado

La verificación se efectuará frotando a mano las marcas durante 15 s, con un trapo empapado de agua y, a continuación, también durante 15 s, con un trapo empapado de gasolina.

Nota: Se considera como gasolina un hexano disolvente con un contenido máximo de componentes aromáticos del 1% en volumen, un valor de kauributanol de 29, un punto de

inicio de ebullición de 65° C, un punto de fin de ebullición de 69° C y una densidad de 0,68 g/cm<sup>3</sup> aproximadamente.

Asimismo, después de realizar todos los ensayos especificados en esta norma, las etiquetas, si las hubiese, no estarán arrugadas, ni deberán poderse quitar con facilidad, sino que deberán romperse en pedazos pequeños, cuando se intente despegarlas.

Las marcas realizadas por moldeo o grabado no deben someterse a este ensayo. Después del ensayo, las marcas deben ser fácilmente legibles.

### **8.1.2 Verificación de la carga axial soportada por los insertos metálicos**

La verificación se realiza aplicando la carga axial indicada en la tabla 6 durante 10 s.

Tabla 6  
Cargas axiales de los insertos

Insertos con rosca	Carga axial daN
M 4	35
M 5	35
M 6	50
M 8	50
M 10	80
M 12	80

Durante el ensayo, la CGP estará totalmente apoyada sobre una plataforma que permita la aplicación de las cargas de la tabla 6.

Al finalizar el ensayo, los insertos deben continuar en su posición original. Cualquier señal de desplazamiento es inaceptable.

Tampoco es aceptable que se formen fisuras en el material que contiene el inserto, o que se desprendan pequeñas partículas del mismo.

Nota: No se tendrán en cuenta las pequeñas fisuras o las burbujas de aire, que fuesen visibles antes del ensayo y que no hayan sido afectadas por la aplicación de la carga axial.

Las puertas o las tapas de acceso deberán poderse abrir sin esfuerzos anormales.

### **8.1.3 Verificación del grado de protección, IP**

#### **8.1.3.1 Verificación de la protección contra la entrada de cuerpos sólidos**

Este ensayo se efectúa tal como se indica en los apartados 13.2 y 13.3 de la Norma UNE 20 324.

#### **8.1.3.2 Verificación de la protección contra la entrada de agua**

Este ensayo se efectúa tal como se indica en los apartados 14.1 y 14.2.3 de la Norma UNE 20 324.

La penetración de agua se verifica mediante un papel absorbente seco, colocado en la base del espacio interior de la CGP.

En los lugares en los que la CGP tenga alguna abertura, se coloca, por la parte interior, un papel absorbente de tamaño igual o superior al de la abertura.

Inmediatamente después del ensayo, todos los papeles indicadores deben permanecer secos.

En la práctica, un papel secante o un papel de filtro indicarán claramente la presencia de humedad por su decoloración.

#### **8.1.4 Verificación del grado de protección contra los impactos mecánicos**

Este ensayo debe realizarse sobre una sola CGP, sin cables instalados, con el martillo pendular especificado en la Norma UNE EN 50 102.

La CGP debe montarse sobre un soporte rígido.

Se deben aplicar tres impactos sobre cada una de las caras expuestas de la envolvente.

No se deben aplicar más de tres impactos en las proximidades de un mismo punto.

Los dispositivos de ajuste mencionados en el apartado 5.2.5, deben sufrir los impactos en la dirección más desfavorable.

No deberá producirse ningún daño que reduzca el grado de protección, IP, de la CGP, y ésta deberá continuar manteniendo su rigidez dieléctrica. Las tapas se retirarán y se podrán volver a colocar de nuevo; las puertas se abrirán y se podrán volver a cerrar.

Asimismo, tampoco deberá producirse ni una sola grieta o fisura, por la que pueda

infiltrarse el agua.

#### **8.1.5 Verificación de la clase térmica de la envolvente**

La CGP montada como para uso normal, pero sin los componentes externos que sean de clase Y, tales como los conos, y una parte de la envolvente, se someten a ensayo en una estufa con ventilación natural.

La CGP y la parte de la envolvente se deben mantener en el interior de la estufa a una temperatura de 105° C durante 168 horas.

Una vez transcurrido ese tiempo, la parte de la envolvente se saca de la estufa y se comprueba que el material no se ha vuelto pegajoso ni grasiento.

Esta condición se verifica envolviendo el dedo índice de la mano con un trapo seco y aplicando éste sobre la parte de la envolvente con una fuerza de 5 N.

Nota: La parte de la envolvente se coloca en un platillo de una balanza, colocándose en el otro platillo una masa igual a la masa de la parte de la envolvente más 500 g. Al restablecer el equilibrio en la balanza mediante la presión efectuada con el dedo índice envuelto por el trapo seco, se efectúa una fuerza de 5 N.

No deben quedar adheridos rastros del trapo en la parte de la envolvente, ni el material de la envolvente debe quedarse pegado en el trapo.

La CGP se deja, durante 96 h como mínimo, en un recinto que esté a la temperatura ambiente y tenga una humedad relativa comprendida entre el 45% y el 55%.

La envolvente no debe haber sufrido ninguna modificación de sus dimensiones iniciales, ni debe observarse en ella ninguna grieta a simple vista, o con vista corregida, pero sin amplificación.

Los componentes de la envolvente de la CGP que sean de clase Y, se verificarán con el mismo criterio que los de clase A, con la única diferencia que la temperatura de la estufa será de 90° C.

#### **8.1.6 Resistencia al calor**

Las envolventes de las CGP se someten al ensayo de la bola caliente, según UNE EN 60 439-3.

El ensayo se efectúa sobre probetas obtenidas de la envolvente que tengan un espesor igual o superior a 2 mm.

La superficie de las probetas se coloca horizontalmente y sobre ellas se apoya una bola de acero de 5 mm de diámetro con una fuerza de 20 N.

El ensayo se realiza en una estufa a la temperatura de 105° C.

Al cabo de 1 hora, se retira la bola de la muestra y ésta se enfría, en un tiempo no superior a 10 s, hasta la temperatura ambiente por inmersión en agua fría.

El diámetro de la huella ocasionada por la bola no debe ser superior a 2 mm.

#### **8.1.7 Calentamiento**

Para la realización del ensayo de calentamiento, se sustituirán los fusibles por elementos calibrados que disipen la potencia máxima especificada en la UNE 21 103- 2/1. El neutro estará equipado con la conexión de la sección especificada en la tabla 3.

Las conexiones se efectuarán mediante cables con conductores de cobre, de 1 m de longitud como mínimo en el caso de las CGP de 100 A y de 2 m como mínimo en las restantes. A estas conexiones se aplicarán los pares de apriete especificados en las Tablas F y Q de las UNE 21 103-2/1 respectivamente.

Los cables se introducirán a través de las aberturas existentes en las CGP para este fin, equipadas con tubos de 50 cm de longitud tapados en su extremo.

Las CGP se mantendrán cerradas durante todo el ensayo.

La corriente que debe circular por cada una de las fases, debe ser la correspondiente al fusible de mayor intensidad nominal previsto para instalarse y tendrá una tolerancia de  $\pm 2\%$ .

En las CGP-10 y CGP-11, el ensayo se efectuará haciendo pasar la intensidad asignada por cada uno de los fusibles y la diferencia entre la intensidad de paso y la asignada de los fusibles por el circuito de paso.

Si se tiene dudas acerca de cual de los dos es el circuito más desfavorable, se repetirá el ensayo intercambiando las intensidades aplicadas en el ensayo precedente.

En las CGP-10 y CGP-11, desprovistas de fusibles, se efectuará un ensayo suplementario haciendo pasar 400 A por cada una de las fases.

Los ensayos se considerarán concluidos cuando se consiga el equilibrio térmico, es decir, cuando las temperaturas medidas no varíen más de 1° C en una hora.

La temperatura del conductor de salida en el punto comprendido entre el final del aislamiento y el principio del terminal de pala o del borne no debe ser superior a 70°C.

El calentamiento de cualquier punto de la superficie exterior de la envolvente no será

superior a 40 K.

#### **8.1.8 Resistencia de los materiales aislantes al calor anormal y al fuego**

El ensayo del hilo incandescente, de acuerdo con la Norma UNE EN 60 695-2/1, se efectuará sobre todos los materiales aislantes constitutivos de la CGP, con la excepción de las bases de cortacircuitos.

El aparato del hilo incandescente se colocará en una zona sin corrientes de aire y lo suficientemente oscura del laboratorio, como para que puedan apreciarse las llamas que puedan producirse durante el ensayo.

Después de cada ensayo, deberá limpiarse la punta del hilo incandescente de cualquier residuo de material aislante que pueda haberse quedado adherido, por ejemplo, mediante un cepillo.

Los ensayos se atenderán a las especificaciones siguientes:

- a) Las muestras deben tener el menor espesor que sea posible conseguir de cada uno de los materiales constitutivos de la CGP y deben haber soportado previamente, con resultado satisfactorio, el ensayo especificado en el apartado 8.1.5.
- b) Se ensayará una sola muestra por cada material aislante, aunque, en caso de duda, se repetirá el ensayo con dos nuevas muestras,
- c) La superficie de la muestra en contacto con el hilo incandescente debe estar vertical.
- d) La capa subyacente a utilizar para evaluar el efecto de las partículas inflamadas, consistirá en una plancha de madera de pino blanco, de aproximadamente 10 mm de espesor, recubierta por una simple capa de papel de seda, a una distancia de  $200 \pm 5$  mm por debajo del lugar donde el hilo incandescente toca la muestra,
- e) El hilo incandescente se aplicará durante  $30 \pm 1$  s a una temperatura de  $960 \pm 10^\circ$  C,
- f) Durante la aplicación del hilo incandescente y durante los 30 s siguientes, se observará la muestra, las partes adyacentes y la capa de papel situada debajo de ella,
- g) Se registrará el tiempo que tarda en inflamarse la muestra y el tiempo en el que se extinguen las llamas, durante o después de la aplicación del hilo incandescente.

Se considera que la muestra ha satisfecho el ensayo si se cumple una de las dos condiciones siguientes:

No se produce ninguna llama, ni se mantiene la incandescencia.

Las llamas o la incandescencia de la muestra se extinguen antes de que transcurran 30s desde la retirada del hilo incandescente. Además, la capa de papel de seda no debe haberse inflamado, ni la madera de pino chamuscado.



## **8.1.9 Verificación de la rigidez dieléctrica**

### **8.1.9.1 Preacondicionamiento**

Las CGP se colocan en un recinto con aire que tenga una humedad relativa comprendida entre el 91% y el 95%. La temperatura del aire, donde se coloquen las CGP, debe ser de  $40 \pm 2^\circ \text{C}$ .

Las CGP se mantienen en el recinto durante 48 h.

En la mayoría de los casos, las CGP pueden conseguir la temperatura de  $40 \pm 2^\circ \text{C}$ , manteniéndolas a esta temperatura durante 4 h, como mínimo, antes de introducirlas en el recinto húmedo. La humedad relativa, comprendida entre el 91% y el 95%, puede obtenerse colocando en el recinto una disolución saturada de sulfato sódico ( $\text{Na}_2\text{SO}_4$ ) o de nitrato potásico ( $\text{KNO}_3$ ) en agua que tenga una gran superficie de contacto con el aire.

Para conseguir las condiciones especificadas dentro del recinto, es necesario tener una constante circulación de aire dentro del mismo y, por lo general, utilizar un recinto térmicamente aislado.

### **8.1.9.2 Ensayo dieléctrico a frecuencia industrial**

La fuente de potencia en corriente alterna debe tener una potencia suficiente para mantener la tensión de ensayo, cualquiera que sean las eventuales corrientes de fuga. La tensión de ensayo debe tener una onda prácticamente senoidal y una frecuencia comprendida entre 49 Hz y 51 Hz.

Al principio del ensayo se aplica una tensión de, aproximadamente, 1 kV, que se aumenta en unos segundos hasta alcanzar el valor establecido y se mantiene en ese valor durante 1 min.

Con los cartuchos fusibles y la conexión del neutro colocados, la tensión se aplica entre:

Cada polo y todos los demás unidos entre si hasta alcanzar 2.500 V,

Todos los polos, unidos entre si, y la masa de la CGP hasta alcanzar 5.250 V.

En el transcurso del ensayo no deben producirse ni contorneos ni perforaciones, ni cualquier otro daño que impida su utilización posterior.

Nota: Se entiende por masa una hoja metálica que recubra el exterior de la envolvente, bien ajustada a las juntas y a los espacios destinados a la ventilación.

### **8.1.9.3 Ensayo dieléctrico con impulsos de tipo rayo**

El generador producirá impulsos de 1,2/50  $\mu$ s.

En los impulsos se admitirán las tolerancias siguientes: Valor

de cresta:  $\pm 3\%$

Duración del frente:  $\pm 30\%$

Duración hasta el valor mitad:  $\pm 20\%$

Se efectuarán cinco descargas positivas y cinco descargas negativas, con un valor de cresta de 8 kV, estando conectado uno de los polos del generador a la masa constituida por una hoja metálica aplicada sobre la superficie exterior de la envolvente.

El otro polo del generador estará conectado a la totalidad de las partes metálicas situadas en el interior de la envolvente.

Si no se produce ningún contorneo ni ninguna perforación, se considerará que el ensayo es satisfactorio.

Si se produce más de un contorneo o de una perforación, se considerará que el ensayo no es satisfactorio.

Si se produce un sólo contorneo o una sola perforación, se aplicarán 10 nuevas descargas del mismo valor y polaridad, no debiendo volverse a producir ningún contorneo o perforación.

#### **8.1.10 Resistencia a la intemperie**

La verificación de la resistencia a la intemperie se realiza según se indica en la Norma UNE EN ISO 4892-2, empleando el método A.

El ensayo consta de 1000 ciclos, de 30 min de duración cada uno, en los que las probetas se someten a una radiación luminosa producida por una lámpara de arco con xenón.

Durante los cinco primeros minutos de cada ciclo, se deja caer agua en forma de lluvia sobre las probetas. En los 25 minutos siguientes, la humedad relativa en la cámara de envejecimiento no debe descender por debajo de  $65 \pm 5\%$ .

La temperatura del patrón negro durante todo el ciclo debe ser de  $100 \pm 3^\circ \text{C}$ . Una vez

terminado el último ciclo, deben sacarse las probetas de la cámara de envejecimiento.

Estas probetas no deben presentar grietas o deterioros, visibles sin la ayuda de instrumentos de ampliación.

El resultado del ensayo se considera satisfactorio cuando se cumplen las tres condiciones

siguientes:

El valor medio de la carga de rotura a flexión de diez probetas envejecidas es igual o superior al 70% del valor medio de la carga de rotura a flexión de otras diez probetas sin envejecer. Las dimensiones de las probetas y su método de ensayo se indican en la Norma UNE EN ISO 178,

El valor medio de la resistencia al impacto Charpy de diez probetas envejecidas, sin entallas, es igual o superior al 70% del valor medio de la resistencia al impacto Charpy de otras diez probetas sin envejecer. Las dimensiones de las probetas y su método de ensayo se indican en la Norma UNE EN ISO 179-1.

Las probetas envejecidas deben cumplir el ensayo con el hilo incandescente especificado en el apartado 8.1.8.

Nota: Cuando el material plástico presente propiedades diferentes a la flexión o al choque en dos direcciones principales, la mitad de las probetas se cortarán con su eje paralelo a una de las dos direcciones y, la otra mitad, con su eje paralelo a la otra dirección. En el protocolo de ensayos debe indicarse el resultado obtenido en cada una de las direcciones.

#### **8.1.11 Resistencia a la corrosión**

Una CGP totalmente equipada, provista incluso de todos los cables de entrada y salida, debidamente conectados, se somete al ensayo de niebla salina, especificado en la Norma UNE EN 60 068-2/11.

Deben limpiarse, tanto la superficie interna y externa de la envolvente, como los componentes instalados en su interior, de forma que no queden restos de productos utilizados en la fabricación y el montaje, que podrían alterarse durante el ensayo y modificar el resultado del mismo.

La CGP se colocará en el interior de la cámara de niebla salina en posición de servicio.

La temperatura de la cámara de niebla salina debe mantenerse a  $35 \pm 2^\circ \text{C}$ . La

duración del ensayo debe ser de 336 h.

Una vez transcurrido ese tiempo, se retirará la CGP de la cámara, se dejará secar y se procederá a limpiar los depósitos de sal que pudieran aparecer mediante un ligero cepillado y, en los casos en que sea necesario, mediante agua destilada, que se eliminará con un chorro de aire caliente.

No deberán apreciarse signos de corrosión en las partes metálicas ni fisuras o deterioros en las no metálicas, que modifiquen sus características funcionales o puedan perjudicar al resto del material.

No se tendrán en cuenta ligeras trazas de corrosión en las roscas o en los bordes, que desaparezcan al frotarlas suavemente con un trapo seco.

Las puertas, las bisagras, las cerraduras y los medios de acceso, deben poderse maniobrar sin esfuerzos anormales.

## **8.2 Ensayos de Recepción**

Se clasifican en ensayos individuales y en ensayos de muestreo.

### **8.2.1 Ensayos individuales**

Los ensayos individuales son los que efectúa el fabricante sobre la totalidad de las CGP producidas en su fábrica, para verificar que su montaje es correcto y que sus componentes son idénticos en todos los aspectos a los utilizados para obtener la calificación.

#### **8.2.1.1 Verificación del montaje**

Se verificará que los componentes de la CGP están correctamente montados, que están los que deben estar y que la CGP se puede precintar.

### **8.2.2 Ensayos sobre muestras**

Los ensayos sobre muestras son los que realiza el fabricante en su laboratorio, previo acuerdo con Iberdrola, para comprobar el cumplimiento de ciertas características. Se realizará sobre el 1 % del número total de CGP de cada serie fabricada, con un mínimo de 2 unidades.

## **9 Calificación y recepción**

### **9.1 Calificación**

Con carácter general, la inclusión de proveedores y productos se realizará siempre de acuerdo con lo establecido en la Norma NI 00.08.00 “Calificación de suministradores y productos tipificados”.

La calificación incluirá la realización de los ensayos indicados en el capítulo 8.1.

Iberdrola se reserva el derecho de repetir ciertos ensayos realizados previamente por el fabricante o en los procesos de obtención de marca de calidad.

Después del proceso de calificación, se elaborará para cada fabricante y modelo, un anexo de gestión de calidad a realizar por Iberdrola.

### **9.2 Recepción**

Los criterios de recepción podrán variar, a juicio de Iberdrola, en función del Sistema de Calidad implantado en fábrica y de la relación Iberdrola- Suministrador en lo que respecta a este producto considerado (experiencia de uso, calidad concertada, etc.).

En principio se seguirá lo indicado en el apartado 8.2.

Fecha edición del anexo: Diciembre de 2010

**Título: CAJAS GENERALES DE PROTECCIÓN (CGP)**
**PROVEEDORES, VENDEDORES Y TIPOS ACEPTADOS POR IBERDROLA**

IBERDROLA		REFERENCIAS		
CÓDIGO	DESIGNACIÓN	F	CLAVED, S.A.	CAHORS, S.A.
		P	CLAVED, S.A.	CAHORS, S.A.
7650004	CGP-1-100/BUC	<b>CGP</b>	CGPC-100/1-IB	0442430
		Base	CLAVED, S.A.	CAHORS, S.A.
		Ref. base	AC-17000	0901972
7650005	CGP-7-100/BUC	<b>CGP</b>	CGPC-100/7-IB	0445049
		Base	CLAVED, S.A.	CAHORS, S.A.
		Ref. base	AC-17002	0901972
7650006	CGP-7-160/BUC	<b>CGP</b>	CGPC-160/7-IB	0445050
		Base	CLAVED, S.A.	CAHORS, S.A.
		Ref. base	AC-17002	0901972
7650010	CGP-7-250/BUC	<b>CGP</b>	CGPC-250/7-IB	0446390
		Base	CLAVED, S.A.	CAHORS, S.A.
		Ref. base	AC-17101	0901986
7650011	CGP-7-400/BUC	<b>CGP</b>	CGPC-400/7-IB	0446153
		Base	CLAVED, S.A.	CAHORS, S.A.
		Ref. base	AC-17201	0901987
7650013	CGP-9-250/BUC	<b>CGP</b>		0446392
		Base		CAHORS, S.A.
		Ref. base		0901980

7650014	CGP-9-400/BUC	<b>CGP</b>		
		Base		
		Ref. base		
7650018	CGP-10-250/BUC	<b>CGP</b>	CGPC-250/10-IB	0446440
		Base	CLAVED, S.A.	CAHORS, S.A.
		Ref. base	AC-17102	0902042
7650019	CGP-11-250/250/BUC	<b>CGP</b>	CGPC-250/11-IB	0446441
		Base	CLAVED, S.A.	CAHORS, S.A.
		Ref. base	AC-17100	0902070



# INSTALACIONES DE ENLACE



# CAJAS GENERALES DE PROTECCION



## DESCRIPCION

Cajas destinadas a alojar los elementos de protección de las líneas repartidoras y señalización el principio de la propiedad de las instalaciones de los usuarios.

### Características Generales

- Envolvente constituida por puerta y cuba fabricadas en poliéster reforzado con fibra de vidrio, color RAL 7035, resistente al calor anormal y al fuego según UNE 20 672/2-1.
- Grado de protección IP41 para CGP con salidas en parte superior e IP43 para las CGP con entrada y salida inferior, según UNE 20 324.
- Clase térmica A según UNE 21 305.
- Grado de protección contra impactos mecánicos externos, IK09 según UNE 60068-2-62.
- Tapa con sistema de autoventilación para evitar condensaciones sin reducir el grado de protección indicado.
- Cierre de tornillo triangular normalizado, de 11 mm de lado, imperdible y precintable.
- Angulo de apertura de la puerta superior a 90° ( en caso de CGP con puerta mediante bisagras).
- Bases cortocircuitos fusibles sin dispositivo de arco, según normas NI 76.01.01 ó NI 76.02.01 en función del tamaño y con dispositivo extintor de arco según NI 76.01.02.
- Bases tipo cuchilla con pantallas aislantes de protección, desmontables.
- Neutro constituido por conexión amovible de cobre mediante tornillo inoxidable, de cabeza hexagonal y arandela incorporada.

### Designación y Denominación CGP (1) - (2) / (3) / BUC

**CGP:** Caja General de Protección.

**Grupo (1):** Indica el esquema de la CGP (ver esquemas a continuación).

**Grupo (2):** Intensidad máxima (en amperios) del fusible que se debe colocar.

**Grupo (3):** Intensidad máxima (en amperios) del fusible que se debe colocar en el segundo circuito.

**BUC:** Indica cuando la CGP incorpora bases unipolares cerradas con dispositivo extintor de arco.

Ejemplo de designación: CGP-10-250 / BUC

Corresponde a una caja general de protección, equipada con un juego de bases unipolares cerradas, con fusibles de máxima intensidad de 250 A (tamaño 1), esquema 10.

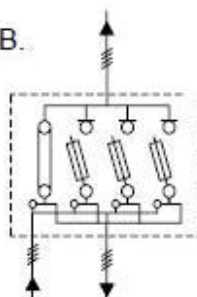


# CAJAS GENERALES DE PROTECCION

## MONTAJE INTERIOR SEGUN NI 42.73.01

### Características:

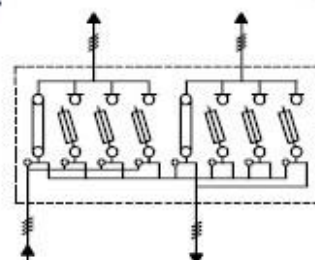
- Envoltente de doble aislamiento, tipo UNINTER módulo 7060, cuba fabricada en poliéster reforzado con fibra de vidrio y tapa de policarbonato transparente.
- Tres bases de 250 A, con dispositivo extintor de arco y detector de fusión.
- Neutro amovible con pletina de conexión para terminales.
- Las conexiones eléctricas se efectúan con tornillería de acero inoxidable.
- Tornillos de acero inoxidable embutidos en las pletinas de entrada y salida de abonado, para el conexionado de terminales bimetalicos hasta  $240 \text{ mm}^2$ .
- Complemento: puerta metálica referencia 931.132-IB.
- Esquema 10/BUC:



DESIGNACION IBERDROLA	ANCHO x ALTO x FONDO (mm)	REFERENCIA CAHORS
CGP-10-250/BUC	540x630x171	0446440

### Características:

- Envoltente de doble aislamiento, tipo UNINTER módulo 7060, cuba fabricada en poliéster reforzado con fibra de vidrio y tapa de policarbonato transparente.
- Seis bases de 250 A, con dispositivo extintor de arco y detector de fusión.
- Dos neutros amovibles con pletina de conexión para terminales.
- La unión entre bases de la misma polaridad se realiza mediante conexiones de cobre aisladas.
- Tornillos de acero inoxidable embutidos en las pletinas de entrada y salida de abonado, para el conexionado de terminales bimetalicos hasta  $240 \text{ mm}^2$ .
- Complemento: puerta metálica referencia 931.132-IB.
- Esquema 11/BUC:



DESIGNACION IBERDROLA	ANCHO x ALTO x FONDO (mm)	REFERENCIA CAHORS
CGP-11-250/BUC	630x540x171	0446441

# FICHA TECNICA

## CAJA DE PROTECCION CGP-10-250/BUC

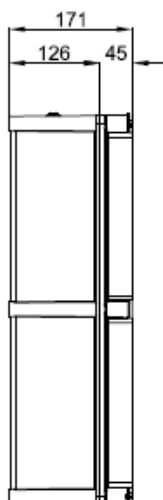
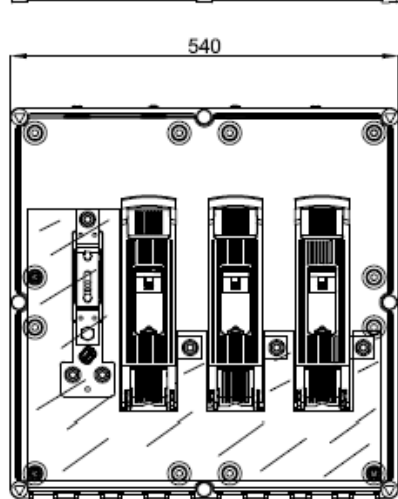
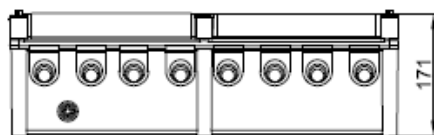
FT N°: 5809

Revisión: 01

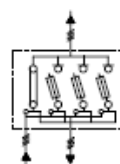
Fecha: 06.10.10

REFERENCIA CAHORS: 0446440

REFERENCIA IBERDROLA: 76500018



### ESQUEMA ELECTRICO:



### CARACTERISTICAS:

- Tensión asignada: 500V
- Intensidad asignada: 250A
- Grados de protección: IP31D, IK08
- Tres bases seccionables en carga tamaño BUC-1 250A
- Neutro seccionable con borne puesta a tierra de 50mm²
- Esquema 10
- Bornes de entrada mediante tornillo Inox M10
- Bornes de salida mediante tornillo Inox M10

### NORMAS:

- UNE-EN 60439
- UNE-EN 20324
- UNE-EN 50102
- REBT ITC BT 13
- DIRECTIVA CE
- UNE-EN 60947
- NI 76.50.01
- NI 76.01.02

### UTILIZACION:

- Protección de la línea general de alimentación en una instalación de enlace
- Instalación en fachada exterior de los edificios o muros de cierre
- Montaje superficial, empotrada o en nicho de acuerdo al REBT

# DECLARACIÓN **CE** DE CONFORMIDAD



La Empresa:

<b>Nombre:</b> <b>CAHORS ESPAÑOLA S.A.</b>		
<b>Dirección:</b> <b>Ctra. Vilamalla a Figueres, km 1 (Vilamalla)</b>		
<b>Teléfono:</b> <b>(+34) 972 526 000</b>	<b>Fax:</b> <b>(+34) 972 525 000</b>	

Declara bajo su única responsabilidad que el producto:

Cajas generales de protección (CGP), referencias 0442430, 0446440, 0446441, 0445049, 0445050, 0446390, 0446153, 0446392, 0446155

Se halla en conformidad con las directivas europeas siguientes:

Referencia:	Título
73/23/CEE	Directiva Material Eléctrico (Baja Tensión)
93/68/CEE	Modificación de la Directiva 73/23/ CEE
89/336 CEE	Directiva de la compatibilidad electromagnética
92/31 CEE	Modificación de la Directiva 89/336/ CEE
93/98 CEE	Modificación de la Directiva 89/336/ CEE

Referencia de las normas técnicas aplicadas:

Referencia:	Título
UNE 20324	Grado de protección ( <b>IP 34D</b> las de exterior e <b>IP 31D</b> las de interior ).
UNE EN 50102	Grado de protección contra impactos mecánicos ( <b>IK 08</b> )
IEC 60439-1	Conjuntos de aparamenta de baja tensión : <b>Parte 1</b>
UNE 60085	Clase Térmica <b>A</b>
REBT	Real Decreto 842/2002 del 2 de agosto de 2002
NI 76.50.01	Cajas generales de protección (CGP)

Sistema de Calidad:

Cahors Española, S.A. tiene implantado un sistema para el aseguramiento de la calidad en el diseño, el desarrollo y la producción según norma UNE-EN-ISO 9001. Dicho sistema ha sido certificado por AENOR con el nº ER-016/1/93.

Nombre y Apellidos : Ricardo Martín.  
Cargo: Director Técnico.  
Lugar y Fecha: Vilamalla, 01 de Enero del 2010.



## **ANEXO 3**

**CAJAS GENERALES DE  
PROTECCIÓN Y  
MEDIDA (CPM).**

**ARMARIOS DE  
DISTRIBUCIÓN.**

## **ANEXO 3**

### **CAJAS GENERALES DE PROTECCION Y MEDIDA (CPM). ARMARIOS DE DISTRIBUCION.**

Siguiendo la norma particular de Iberdrola NI 42.72.00 en la que se especifican las características de las CPM y los distintos ensayos a realizar en ellas, mostramos ahora toda esa información.

#### **1. Objeto y campo de aplicación**

Esta norma establece las características que deben reunir y los ensayos que deben satisfacer las cajas destinadas a alojar los aparatos necesarios para efectuar la medida de los suministros individuales en baja tensión montadas en intemperie a utilizar en el ámbito de Iberdrola.

#### **2. Normas de consulta** (mirar en NI 42.72.00)

#### **3. Definiciones**

**Caja general de Protección y Medida (CPM)** es aquella que en un solo elemento incluye la caja general de protección y el conjunto de medida.

**Caja de Medida indirecta mediante Transformadores de intensidad (CMT)** es aquella que como unidad contiene todos los elementos necesarios para la medida, el contador de energía y los transformadores de intensidad. Asimismo, dispone un bloque de bornes de comprobación.

Las instalaciones empotrables quedan definidas en el apartado 2 de la norma UNE EN 60 439-5. Estas definiciones deben respetarse en la aplicación de los ensayos.

#### **4. Designación y denominación**

##### **4.1 Cajas de protección y medida (CPM) Se**

designarán de la siguiente manera: CPM

(1) - (2) (3) (4)

- Grupo (1):
  - 1: apta únicamente para un contador monofásico
  - 2: apta para un contador monofásico ó trifásico
  - 3: apta para dos contadores monofásicos.
- Grupo (2):
  - D: equipada para un contador doble tarifa
  - E: equipada para contador multifunción.
- Grupo (3):
  - 2: equipada con contador monofásico
  - 4: equipada con contador trifásico.

En la CPM3, apta para dos contadores, se indicará el equipamiento existente para cada uno de los contadores separados por una barra.

- Grupo (4):
  - M: Instalación empotrada
  - I: Instalación intemperie
  - BP: equipada con bloque de pruebas para medida directa.

Ejemplo de designación:

CPM3-D2/2 M

Corresponde a una caja de protección y medida para instalación empotrada, equipada para dos contadores monofásicos, doble tarifa y reloj.

#### **4.2 Cajas de medida con transformadores de intensidad (CMT)**

Se designarán de la siguiente manera: CMT-(1)

(2) - (3)

- Grupo (1):
  - número que indica la intensidad límite en amperios de los transformadores.
- Grupo (2):



- E: equipada para contador multifunción.

- Grupo (3):

- M: Instalación empotrada
- MF: Instalación empotrada con fusibles de protección
- I: Instalación intemperie
- IF: Instalación intemperie con fusibles de protección.

Ejemplos de designación:

CMT-300E-M o CMT-300E-I

Corresponden respectivamente a caja de medida con transformadores de intensidad hasta 300 A con contador multifunción, instalación empotrada o intemperie.

## 5. Cajas normalizadas. Utilización designación y código

Las cajas normalizadas son las indicadas en la tabla 1.

Tabla 1  
Cajas normalizadas CPM y CMT

Tipo de Suministro	Nº de Contadores	Tipo de instalación	Designación	Figura	Código
Monofásico hasta 63 A	1	Empotrable	CPM1-D2-M	5	4272001
	1	Intemperie	CPM1-D2-I	5	4272002
	2	Empotrable	CPM3-D2/2-M	6	4272021
	2	Intemperie	CPM3-D2/2-I	6	4272023
Trifásico doble tarifa hasta 63 A	1	Empotrable	CPM2-D4-M	7	4272011
	1	Intemperie	CPM2-D4-I	7	4272013
Trifásico multifunción 63 A	1	Empotrable	CPM2-E4-M	8	4272014
	1	Intemperie	CPM2-E4-I	8	4272016
	1	Empotrable	CPM2-E4-MBP	9	4272017
	1	Intemperie	CPM2-E4-IBP	9	4272018
Trifásico > 63 A hasta 300 A (Medida indirecta)	1	Empotrable	CMT-300E-M	10	4272100
		Empotrable	CMT-300E-MF	11	4272102
		Intemperie	CMT-300E-I	10	4272101
		Intemperie	CMT-300E-IF	11	4272103
Trifásico hasta 750 A (Medida Indirecta)	1	Intemperie	CMT-750E-I	12	4272120

## 6. Características



En lo que aplica, cumplirá con lo indicado en las normas UNE EN 60 439 partes 1 y 3, y complementariamente lo que a continuación se indica.

## **6.1 Características eléctricas**

- Tensión asignada: 400 V
- Intensidad asignada: Véase tabla 1.
- Frecuencia asignada: 50 Hz.
- Tensión asignada de aislamiento: 500 V.
- Tensión asignada soportada al impulso: 8 kV.

## **6.2 Características constructivas**

### **6.2.1 Generales**

Toda caja será accesible, para su manipulación y entretenimiento, por su cara frontal. La caja, dispuesta en posición de servicio, cumplirá con las condiciones de protección por aislamiento total, especificado en el apartado 7.4.3.2.2 de la norma UNE EN 60 439-1.

El grado de protección proporcionado por las envolventes contra el acceso a partes peligrosas, la penetración de cuerpos extraños y la penetración de agua (código IP) según UNE 20 324, será como mínimo IP43 para las cajas de tipo empotrable e IP 55, para las de intemperie.

El grado de protección proporcionado por las envolventes contra impactos mecánicos externos, según UNE EN 50 102, será como mínimo, IK09 para las cajas empotrables e IK10, para las cajas intemperie.

No deberá producirse condensaciones perjudiciales, conforme a lo indicado en el apartado 7.2.2 de la norma UNE EN 60 439-1.

Las cajas no deberán sobrepasar los límites de calentamiento indicados en la tabla 3 de la norma UNE EN 60 439-1.

### **6.2.2 Materiales**

Los materiales aislantes constitutivos de las envolventes no deben resultar afectados por el calor anormal o fuego, y cumplirán con el ensayo del hilo incandescente según las normas UNE EN 60 695-2(serie) a las temperaturas de ensayo descritas a continuación:

- Partes aislantes soportando partes conductoras ( $960 \pm 15$ ) °C
- Envolventes y tapas que no soportan en posición partes conductoras ( $850 \pm 15$ ) °C

### **6.3 Elementos constituyentes**

#### **6.3.1 Entrada de la línea general de alimentación.**

La caja dispondrá de aberturas adecuadas, para permitir la penetración de los cables, cerradas mediante tapones de ajuste o prensaestopas de forma tal que en todo momento mantenga el grado de protección exigido. Las aberturas estarán encaradas con las entradas y salidas de forma tal que la conexión de los cables pueda realizarse sin tener que someterlos a curvaturas excesivas. La distancia mínima entre las conexiones de entrada/salida y la superficie inferior de la envolvente será de 60 mm.

En los tipos CMT-300 y CMT-750 el paso de cables del módulo inferior al superior se realizará a través de aberturas que permitan únicamente el paso de éstos manteniendo un IP2x.

#### **6.3.2 Cableado interior.**

Los cables serán de una tensión asignada de 450/750 V. Se utilizarán conductores de cobre, de clase 2 según norma UNE 21 022, unipolares, con aislamiento seco, extruido a base de mezclas termoestables o termoplásticas, no propagadores del incendio y con emisión de humos y opacidad reducidos, de acuerdo con lo indicado en la ITC-BT-16.

Los conductores que hayan de conectarse a los contadores, deberán estar pelados en una longitud de 20 mm. En todos ellos, las conexiones se efectuarán directamente y sin terminales.

Para circuitos monofásicos la fase llevará el color marrón o negro; para los circuitos trifásicos, cada una de las fases llevará respectivamente los colores: negro, marrón y gris; para el conductor neutro se utilizará el color azul claro, para el conductor de tierra se utilizará el color amarillo-verde y para los conductores de control se utilizará el color rojo.

Se utilizarán las siguientes secciones de cable:

- 1 x 10 mm<sup>2</sup>, clase 2, rígido, para las derivaciones individuales y para las CPM. La sección del cable podrá ser superior en aquellos casos que, por longitud o caída a de tensión de la derivación individual, lo requiera.
- 1 x 4 mm<sup>2</sup>, clase 2, rígido, para la conexión desde los trafos a bornes interruptores y de éstos a los contadores en las tipo CMT.
- 1 x 2,5 mm<sup>2</sup>, clase 2, rígido, para el resto de cableado de todos los demás conjuntos (ejemplo: interruptor horario, etc).

### **6.3.3 Puertas.**

Las puertas de las cajas de empotrar, ejecución M, para contadores multifunción y todas las de las cajas intemperie, ejecución I, no llevarán mirilla. El resto de modelos irán provistos de mirillas para el contador y reloj. (Véase figuras 5 a 12)

La puerta estará unida mediante bisagras, su ángulo de apertura será superior a 100° y su dispositivo de cierre tendrá tres puntos de fijación simultáneos, uno en el centro, otro en la parte superior y otro en la parte inferior. Las bisagras serán inaccesibles desde el exterior en posición de servicio y permitirán el desmontaje desde su parte interior sin necesidad de herramientas. Si esto no es posible, el ángulo de apertura de la puerta será de 180° aproximadamente. Cuando la puerta tenga una altura inferior a 400 mm se permitirá un solo punto de cierre.

El cierre de la puerta se efectuara mediante dispositivos de cabeza triangular de 11 mm de lado que se deberá maniobrar con una llave y llevarán un complemento que permita la colocación de un candado según Norma NI 16.20.01.

### **6.3.4 Placa de protección**

En su interior dispondrá de una placa precintable, aislante y transparente de policarbonato de 2 mm de espesor mínimo. Estará perforada de tal forma que sobresalgan los tapones portafusibles de tipo "DO" para la sustitución de los fusibles no será necesario desmontar dicha placa y mantendrá un grado de protección IP3X para las partes activas (véase figura 1).

La placa estará doblada aproximadamente a 90° de tal forma que únicamente proteja la zona

de fusibles y bornas de entrada / salida, manteniendo un grado de protección con los laterales de la envolvente y el panel de montaje IP2X.

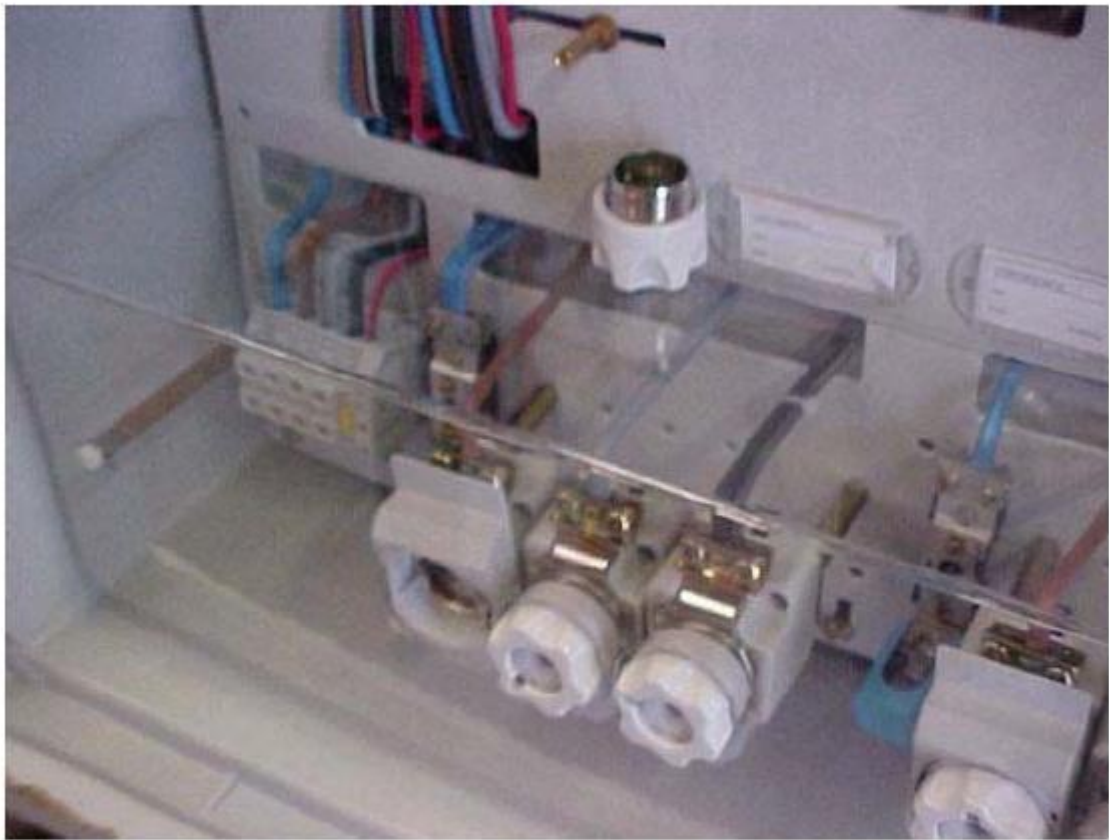


Figura 1. Placa de protección

### 6.3.5 Panel de montaje de contadores.

Serán de material aislante que supere el ensayo del hilo incandescente, según UNE EN 60 695-2-1 (serie) a 850°C.

El espacio reservado para cada contador tendrá las medidas indicadas en la tabla 2 y figura 2.

Tabla 2  
Panel de montaje de contadores (Dimensiones en mm)

Contador	A	B	C	D	E	F		G
	Min	Min	Min		Min	Min.	Max.	Min
Monofásico	145	250	60	40+3	40	60	90	30
Trifásico	200	370	155	60+3	45	80		60

El espesor mínimo del panel será de 3 mm.

Para la sujeción del interruptor horario se considerarán las medidas especificadas para el contador monofásico.

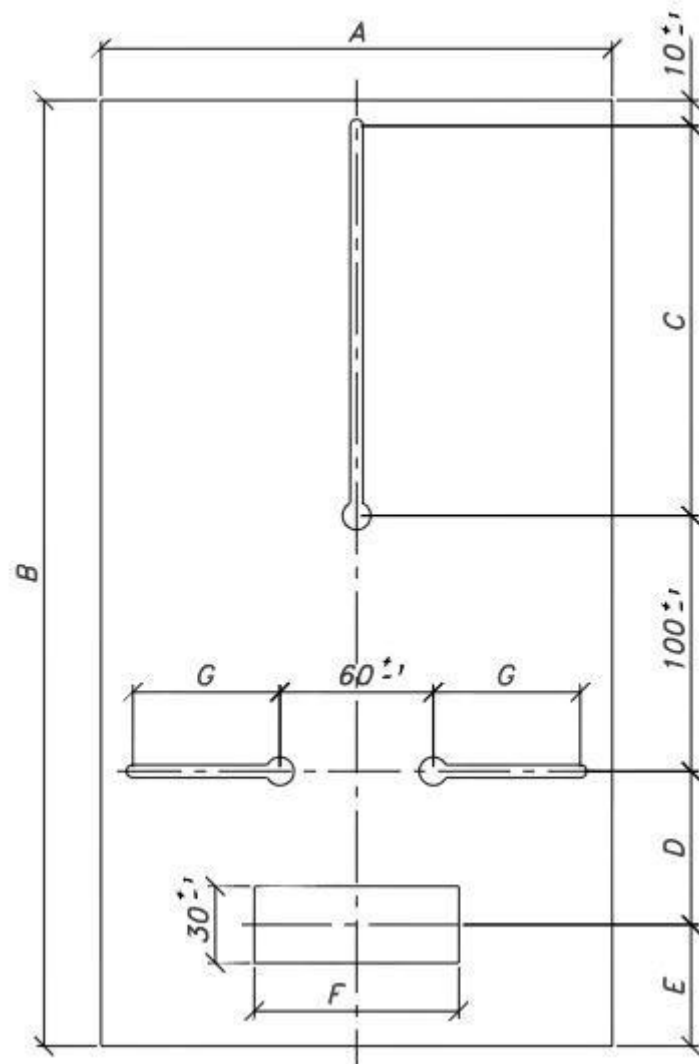


Figura 2: Panel de montaje de contadores. Dimensiones en mm

Los contadores y el interruptor horario se sujetarán al panel con tornillos de latón, métrica 4, (figuras 3 y 4) imperdibles y desplazables por el ranurado del panel. Se suministrarán montados en sus correspondientes ranuras, un conjunto por cada equipo a instalar, cada conjunto de tornillos estará compuesto por uno superior y dos inferiores.

## 7. Marcas

Los conjuntos individuales deberán llevar como mínimo y de forma clara e indeleble lo siguiente:

- nombre o marca del fabricante (grabado y en etiqueta interna)
- designación del modelo (etiqueta interna)
- tensión asignada (etiqueta interna)
- taller de montaje autorizado por el fabricante, (etiqueta interna)
- fecha de montaje, indicando mes y año (etiqueta interna)

Todas las cajas llevarán en la parte exterior de la puerta y en la placa de protección interior, una placa de señalización de riesgo eléctrico del tamaño AE05 especificado en la norma NI 29.00.00.

Todas las mirillas llevarán grabadas las siglas UV, como indicación de protección contra los rayos ultravioleta.

## **8. Utilización y descripción de los tipos**

Se utilizarán en instalaciones de intemperie para la medida de suministros individuales en BT. Se podrá utilizar también en interior cuando se quiera dar un grado mayor de protección a la medida.

### **8.1 Descripción de los tipos de cajas normalizados**

A continuación se describen las características de los diferentes tipos de cajas normalizadas (véanse figuras 5 a 12).

#### **8.1.1 Tipos CPM1-D2-M y CPM1-D2-I (Véase figura 5)**

Son cajas con capacidad para:

- Un (1) contador monofásico de activa, simple o doble tarifa NI 42.00.01
- 1 interruptor horario NI 42.85.01

Cada caja incorpora:

- El cableado
- Un (1) borne fijo (mínimo BFT 35) para neutro equipado con borne bimetálico de doble piso de entrada para cable de 16 a 50 mm<sup>2</sup> de sección

- Una (1) base cortacircuitos del tipo NEOZED base, tapa y tapón tamaño DO3 de 100 A, según norma NI 76.03.01, con borne bimetálico de entrada de 16 a 50 mm<sup>2</sup> de capacidad
- Un (1) bloque de bornes seccionables BS-4 según NI 76.84.03
- Dos (2) bloques de bornes fijos del tipo BFT-25, según NI 76.84.02

Estos bloques de bornes dispondrán de tapa final y topes de sujeción

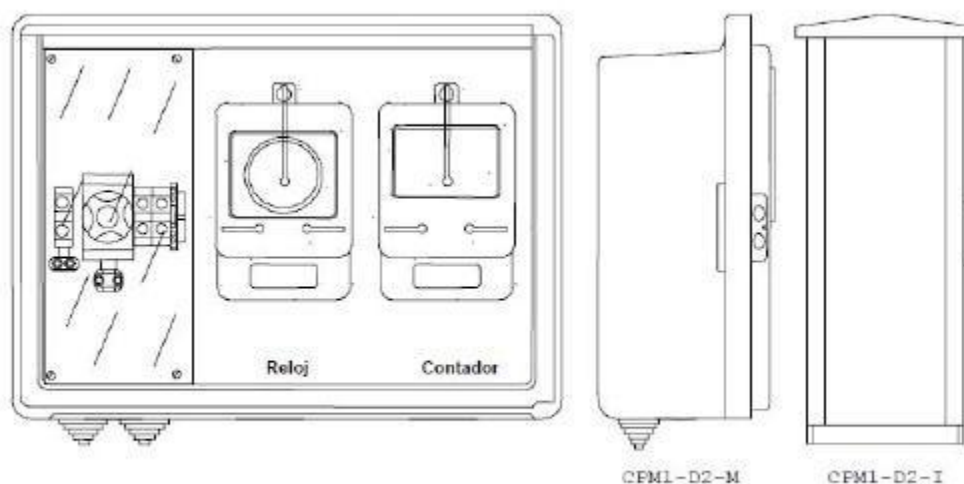
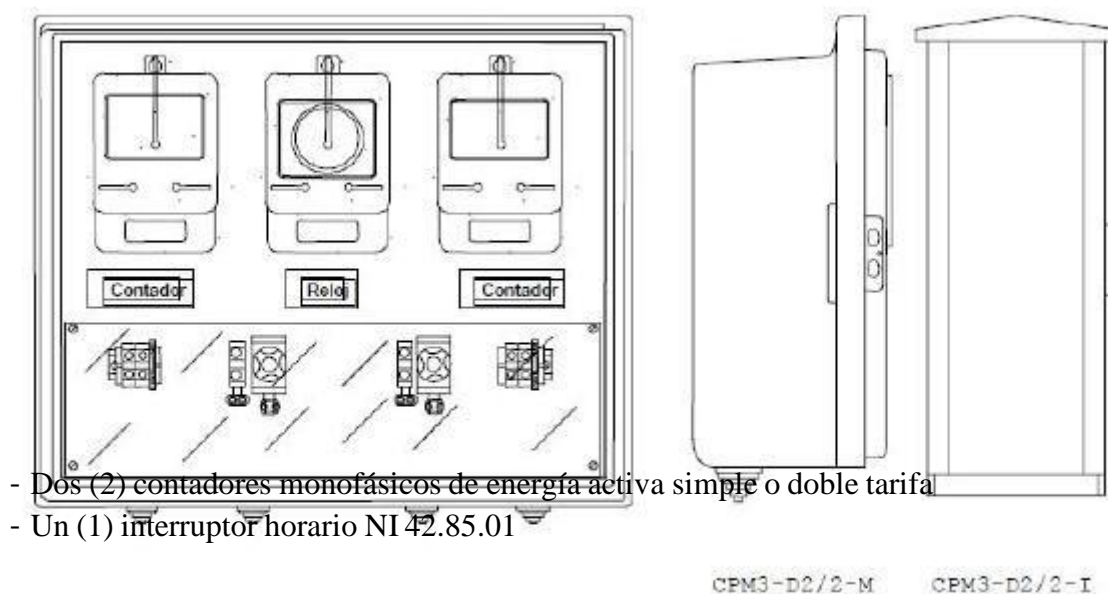


Figura 5: Cajas CPM1-D2-M y CPM1-D2-I

### 8.1.2 Tipos CPM3-D2/2-M y CPM3-D2/2-I (Véase figura 6)

Es una caja con capacidad para:



- Dos (2) contadores monofásicos de energía activa simple o doble tarifa
- Un (1) interruptor horario NI 42.85.01

Figura 6: Cajas CPM3-D2/2-M y CPM3-D2/2-I

La caja incorpora en cada uno de los equipos de medida:

- El cableado.
- Un (1) borne fijo (mínimo BFT-35) para neutro equipado con borne bimetálico de doble piso de entrada para cable de 16 a 50 mm<sup>2</sup> de sección.
- Una (1) base cortacircuitos del tipo NEOZED base, tapa y tapón tamaño DO3 de 100 A, según norma NI 76.03.01, con borne bimetálico de entrada de 16 a 50 mm<sup>2</sup> de capacidad.
- Un (1) bloque de bornes seccionables BS-4 según NI 76.84.03
- Dos (2) bloques de bornes fijos del tipo BFT-25, según NI 76.84.02.

Estos bloques de bornes dispondrán de tapa final y topes de sujeción.

## **9. Comportamiento medioambiental**

Las CPM y CMT objeto de esta norma, son conjuntos de elementos inertes durante el servicio normal de funcionamiento.

Los fabricantes deberán proporcionar la información concerniente a su tratamiento al final de su vida útil, recuperación, reciclado, eliminación, etc.

## **10. Ensayos**

Todos los ensayos deben realizarse sobre la caja montada como en utilización normal y sin que contenga ni el contador ni el interruptor horario, que serán sustituidos por conexiones de impedancia despreciable. Si en algún caso esto no es posible, los ensayos se efectuarán sobre muestras representativas de las cajas.



Ensayo	Muestra a ensayar	Método y condiciones	Valores a obtener y prescripciones
<b>Verificación de la resistencia mecánica</b>			
Grado de protección IP	Una caja de cada tipo	EN 60 529	NI 42.72.00 Apdo. 6.2.1
Resistencia al impacto		UNE EN 60 439-5 Apdo. 8.2.9.2.1	NI 42.72.00 Apdo. 6.2.1
Resistencia mecánica de las puertas		UNE EN 60 439-5 Apdo. 8.2.9.3	UNE EN 60 439-5 Apdo. 8.2.9.3
Resistencia axial de los insertos metálicos	Una probeta	UNE EN 60 439-5 Apdo. 8.2.9.4	UNE EN 60 439-5 Apdo. 8.2.9.4
Verificación de los límites de calentamiento	Una probeta	UNE EN 60 439-1 Apdo. 8.2.1	UNE EN 60 439-1 Apdo. 8.2.1
<b>Verificación de la resistencia al calor anormal y al fuego</b>			
Resistencia al calor anormal y al fuego	Una probeta de cada material aislante	UNE EN 60 439-3 Apdo. 8.2.13	NI 42.72.00 Apdo. 6.2.2
Categoría de inflamación	Cinco probetas de cada material aislante	UNE EN 60 439-3 Apdo. 8.2.10.2	UNE EN 60 439-5 Apdo. 8.2.10.2
Calor seco	Una caja completa	UNE EN 60 439-3 Apdo. 8.2.10.3	UNE EN 60 439-5 Apdo. 8.2.10.3
<b>Verificación de la resistencia a la corrosión y al envejecimiento</b>			
Verificación de la resistencia a la oxidación y a la humedad	Cada uno de los componentes y una probeta de material de la envolvente	UNE EN 60 439-3 Apdo. 8.2.11	UNE EN 60 439-5 Apdo. 8.2.11
Resistencia a los productos alcalinos	Las probetas aprox. 10 g de cada material de las partes de la caja susceptibles de estar en contacto con materiales de construcción	Sumergir las dos probetas en una disolución de NaOH a 36 B. Tras 2 horas de permanencia en la disolución a 100 °C se retiran y se lavan en agua. Se dejan secar a temperatura ambiente un mínimo de 24 h	La variación en peso antes y después del ensayo no debe superar en valor absoluto el 2 %

Cuando no se indica otra cosa, los ensayos se realizarán a la temperatura de  $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$ .

### 10.1 Ensayos de tipo

Los ensayos de tipo deben efectuarse sobre las cajas especificadas en esta norma antes de su suministro, para demostrar que sus características son las establecidas en esta norma y adecuadas para las aplicaciones previstas.

Estos ensayos son de tal naturaleza, que después de haberlos efectuado, no es necesario repetirlos, salvo que se realicen cambios en los materiales utilizados o en el diseño de las cajas, susceptibles de modificar sus características.

Los ensayos de tipo se efectuarán según se indica en la tabla 4.

Tabla 4  
Ensayos de tipo

Ensayo	Muestra a ensayar	Método y condiciones	Valores a obtener y prescripciones
Verificación de las propiedades dieléctricas			
Rigidez dieléctrica a frecuencia industrial	Una caja de cada tipo	UNE EN 60 439-1 Apdo. 8.2.2.2 y 8.2.2.3	UNE EN 60 439-1 Apdo. 8.2.2.2 y 8.2.2.3
Tensión soportada al impulso		UNE EN 60 439-1 Apdo. 8.2.2.6.1 y 8.2.2.6.2	NT 42.72.00 Apdo. 6.1

### 10.2 Ensayos individuales

Los ensayos individuales indicados en la tabla 5, están destinados a detectar los defectos que afecten a los materiales y a la fabricación. Estos se efectuarán sobre el 100% de las cajas después de su montaje.

El fabricante deberá disponer en sus propias instalaciones de un laboratorio dotado de los aparatos necesarios que permitan realizar todos los ensayos individuales indicados en la tabla 5, y los ensayos de tipo siguientes:

Tabla 5

Ensayos individuales

Ensayo	Método y condiciones	Valores a obtener y prescripciones
<b>Verificación de las características constructivas</b>		
Aislamiento total	Visual UNE EN 60 439-1 Apdo. 7.4.3.2.2	NI 42.72.00 Apdo. 6.2.1
Ventilación	Visual NI 42.72.00	NI 42.72.00 Apdo. 6.2.1
Capacidad de las cajas	Visual NI 42.72.00	NI 42.72.00 Apdo. 8.1
Puerta, placa y panel	Visual NI 42.72.00	NI 42.72.00 Apdo. 6.3
Dispositivos de cierre	Visual NI 42.72.00	NI 42.72.00 Apdo. 6.3
Entradas de cables	Visual NI 42.72.00	NI 42.72.00 Apdo. 6.3
Características bloque de bornes	Visual NI 42.72.00	NI 42.72.00 Apdo. 8.1
Cableado	Visual NI 42.72.00	NI 42.72.00 Apdo. 6.3.2
Precintabilidad	Visual NI 42.72.00	NI 42.72.00 Apdo. 6.3.4
Marcas	Visual NI 42.72.00	NI 42.72.00 Capítulo 7

- rigidez dieléctrica a frecuencia industrial
- grado de protección contra la entrada de cuerpos sólidos y entrada de agua
- resistencia al impacto
- resistencia mecánica de las puertas
- resistencia axial de los insertos metálicos de las envolventes
- 

## 11 Calificación y recepción

### 11.1 Calificación

Con carácter general, la inclusión de suministradores y productos se realizará siempre de acuerdo con lo establecido en la norma NI 00.08.00: "Calificación de suministradores y productos tipificados".

Iberdrola se reserva el derecho de repetir ciertos ensayos realizados por el fabricante en la fase de calificación.

El proceso de calificación incluirá la realización de los ensayos indicados en el capítulo 10 de esta norma cuyo método, condiciones y valores a obtener se indican en la tabla 4 y 5.

Si uno cualquiera de los ensayos no cumple lo especificado, se considerará que las cajas a las que sea aplicable este ensayo no son satisfactorias.

Una vez realizado el proceso de calificación, se elaborará por cada fabricante y modelo, un anexo de gestión de calidad a realizar por Iberdrola.

## **11.2 Recepción**

Los criterios de recepción podrán variar a juicio de Iberdrola, en función del Sistema de Calidad instaurado en fábrica y de la relación Iberdrola-Suministrador en lo que respecta a este producto (experiencia acumulada, calidad concertada, etc.).

En principio se realizarán los ensayos individuales que se indican en la tabla 5.

# CAJAS DE PROTECCION Y MEDIDA

## DEFINICION

Caja General de Protección y Medida (CPM), son aquellas cajas que, en un solo elemento, incluyen la caja general de protección y el conjunto de medida.

## DESIGNACION Y DENOMINACION CPM (1) - (2) (3) - (4)

### Grupo (1):

- 1- Apta únicamente para un contador monofásico.
- 2- Apta para un contador monofásico o trifásico.
- 3- Apta para dos contadores monofásicos.

### Grupo (2):

- D- Equipada para un contador multitarifa (CE).
- E- Equipada para contador + registrador (CG).

### Grupo (3):

- 2- Equipada con contador monofásico.
- 4- Equipada con contador trifásico.

En la CPM3, apta para dos contadores, se indicará el equipamiento existente para cada uno de los contadores separados por una barra.

### Grupo (4):

- M- Instalación empotrada.
- I- Instalación intemperie.
- BP- Equipada con bloque de pruebas para medida indirecta.

Ejemplo de designación: CPM1-D2-M

Corresponde a una caja de protección y medida para instalación empotrada, equipada para un contador multitarifa.





# CAJAS DE PROTECCION Y MEDIDA

## CARACTERISTICAS GENERALES

- Envoltente de poliéster reforzado con fibra de vidrio, color gris RAL 7035, resistente al calor anormal o fuego según UNE EN 60 695-2-1/0.
- Grado de protección IP 43 en envoltentes empotrables e IP 55 en envoltentes intemperie, según UNE 20 324.
- Grado de protección contra impactos mecánicos externos, IK09 en envoltentes empotrable e IK10 en envoltente intemperie, según UNE EN 50 102.
- Cableado de una tensión asignada de 450/750 V, con conductores de cobre rígido clase 2, según norma UNE 21 022, unipolares, con aislamiento seco, extruido a base de mezclas
- opacidad reducidos, de acuerdo con lo indicado en la ITC-BT-16.
- Puerta con bisagras, de apertura superior a 100°.
- Cierre de triple acción mediante llave triangular y bloqueo de candado.
- Placa precintable, aislante y transparente de policarbonato de 2 mm de espesor.
- Panel de poliéster troquelado, de 3 mm de espesor.
- Tornillería de fijación de latón, imperdibles y desplazables por el ranurado del panel,

Tipo de suministro	Nº de contadores	Tipo de instalación	Designación	Código Iberdrola
Monofásico hasta 63 A	1 CE	Empotrable	CPM1-D2-M	4272001
	1 CE	Intemperie	CPM1-D2-I	4272002
	2 CE	Empotrable	CPM3-D2/2-M	4272021
	2 CE	Intemperie	CPM3-D2/2-I	4272023
Trifásico Hasta 15 kW Hasta 43,5 kW (Medida directa)	1 CE o CG	Empotrable	CPM2-D/E4-M	4272014
	1 CE o CG	Intemperie	CPM2-D/E4-I	4272016
	1CE o CG	Empotrable	CPM2-D/E4-MBP	4272017
	1 CE o CG	Intemperie	CPM2-D/E4-IBP	4272018
Trifásico > 63 A hasta 300 A (Medida indirecta) TI	1 CG	Empotrable	CMT-300E-M	4272100
		Empotrable	CMT-300E-MF	4272102
		Intemperie	CMT-300E-I	4272101
		Intemperie	CMT-300E-IF	4272103
Trifásico hasta 750 A (Medida indirecta) TI	1 CG	Intemperie	CMT-750E-I	4272120



# CAJAS DE PROTECCION Y MEDIDA

## MONTAJE INTEMPERIE Y MEDIDA DIRECTA SEGUN NI 42.72.00

### Descripción del Equipo:

- Capacidad para un contador monofásico multifunción con dispositivo de discriminación horaria, según NI 42.20.01
- Panel troquelado suplementado para un contador monofásico.
- Una mirilla de policarbonato transparente en modelo empotrable.
- Placa precintable, aislante y transparente de policarbonato.
- Panel para montaje de base BUC y neutro amovible.
- Base de neutro amovible de 160A con borne bimetálico de hasta 50 mm<sup>2</sup> de capacidad.
- Base unipolar cerrada BUC tamaño 00 de 160A, según NI 76.01.02.
- Complemento: puerta metálica referencia 931.104-IB.



CPM1-D2-M



CPM1-D2-I

DESIGNACION IBERDROLA	TIPO INSTALACION	ENVOLVENTE	ANCHO x ALTO x FONDO (mm)	REFERENCIA CAHORS
CPM1-D2-M	Empotrable	MININTER	431x317x183	0257466
CPM1-D2-I	Saliente	SUPERINTER SI 55-T	534x526x338	0471028



# CAJAS DE PROTECCION Y MEDIDA

## MONTAJE INTEMPERIE Y MEDIDA DIRECTA SEGUN NI 42.72.00

### Características:

- Capacidad para dos contadores monofásicos multifunción con dispositivo de discriminación horaria, según NI 42.20.01
- Paneles troquelados suplementados para contadores monofásicos.
- Dos mirillas de policarbonato transparente en modelo empotrable.
- Placa precintable, aislante y transparente de policarbonato.
- Panel para montaje de bases BUC y neutros amovibles.
- Bases de neutro amovibles de 160A con bornes bimetálicos de hasta 50 mm<sup>2</sup> de capacidad.
- Bases unipolares cerradas BUC tamaño 00 de 160A, según NI 76.01.02.
- Complemento: puerta metálica referencia 931.105-IB.



CPM3-D2/2-M



CPM3-D2/2-I

DESIGNACION IBERDROLA	TIPO INSTALACION	ENVOLVENTE	ANCHO x ALTO x FONDO (mm)	REFERENCIA CAHORS
CPM3-D2/2-M	Empotrable	MAXINTER	698x578x240	0255261
CPM3-D2/2-I	Saliente	TPD 57-T	750x535x310	0471029
CPM3-D2/2-M	Empotrable	PANINTER	536x517x227	0254419

**Nota:** Para amarios de un solo abonado, añadir a las referencias -1

# CAJAS DE SECCIONAMIENTO

## MONTAJE INTEMPERIE SEGUN NI 76.50.04

### Características:

- Envoltente de poliéster reforzado con fibra de vidrio, tipo MAXINTER.
- Grado de protección IP 43 UNE 20 234 e IK09 UNE EN 50 102.
- Tres bases unipolares cerradas BUC tamaño 1 o tamaño 2, con dispositivo extintor de arco y tornillería de conexión M10 de acero inoxidable.
- Neutro amovible con tornillería de conexión M10 de acero inoxidable.



CS-250/400 E

DESIGNACION IBERDROLA	TIPO INSTALACION	ENVOLVENTE	ANCHO x ALTO x FONDO (mm)	REFERENCIA CAHORS
CS-250/400 E	Empotrable	MAXINTER	698x578x240	0555060
CS-400/400 E	Empotrable	MAXINTER	698x578x240	0555064

### Características:

- Envoltente de poliéster reforzado con fibra de vidrio, tipo TPD 57-T.
- Grado de protección IP 55 UNE 20 234 e IK10 UNE EN 50 102.
- Tres bases unipolares cerradas BUC tamaño 1 o tamaño 2, con dispositivo extintor de arco y tornillería de conexión M10 de acero inoxidable.
- Neutro amovible con tornillería de conexión M10 de acero inoxidable.



**CS-250/400 E**

DESIGNACION IBERDROLA	TIPO INSTALACION	ENVOLVENTE	ANCHO x ALTO x FONDO (mm)	REFERENCIA CAHORS
CS-250/400 S	Saliente	TPD 57-T	750x535x310	0470132
CS-400/400 S	Saliente	TPD 57-T	750x535x310	0470133



# CARACTERISTICAS GENERALES



Cajas Generales de Protección y Medida (CPM) són aquellas cajas que, en un solo elemento, incluyen la caja general de protección y el conjunto de medida.

Están diseñadas para contener los fusibles de protección y los equipos de medida para suministros individuales domésticos, comerciales o industriales en BT. Según las especificaciones pueden utilizarse las envolventes **MINIMININTER, MININTER V, MININTER H, PANINTER, MAXINTER, MINIMIXT O SUPERINTER**, por combinación de las cuales se resuelven todos los casos de tarificación tanto en medida directa como indirecta.

Una completa gama de armarios de distribución permite la alimentación de estos equipos a partir de una línea subterránea o aéreo-subterránea. Su realización en envolventes del mismo tipo que las cajas generales de protección y medida simplifican y favorecen los montajes en interior o exterior, sobre fachada, empotradas, sobre zócalos o sobre postes.

## Características técnicas:

- Envolvente de poliéster reforzado con fibra de vidrio, color gris RAL 7035, resistente al calor anormal o fuego, según UNE EN 60 695-2-1/0.
- Grado de protección IP43 en envolventes empotrables e IP55 en envolventes de intemperie, según UNE 20 324.
- Grado de protección contra impactos mecánicos externos, IK09 en envolventes empotrables e IK10 en envolventes de intemperie, según UNE EN 50 102.
- Clase térmica A, según UNE 21 305.
- Gran resistencia a la corrosión y a los rayos ultravioletas.
- Autoventilación por convección natural sin reducir el grado de protección indicado.
- Ventanillas para lectura de los aparatos de medida opcionales, en policarbonato transparente estabilizado contra la acción de los rayos ultravioleta (U.V.).
- Puerta con bisagras, de apertura superior a 100°.
- Placa precintable, aislante y transparente de policarbonato.
- Panel de poliéster troquelado para fijación de equipos de medida.
- Tornillería de fijación de latón, imperdible y desplazable por el ranurado del panel.

# MININTER-H



## Composición de la envoltura:

- Cuba provista de insertos metálicos M6 para la fijación del aparellaje o placa de montaje.
- Puerta articulada sobre bisagras, equipada opcionalmente con una o dos ventanillas tipo V0 para lectura de los aparatos de medida y cerradura de plástico de cabeza triangular.

*Opcionalmente se pueden adaptar otros tipos de cierre.  
Puede suministrarse equipado con bases y cableado.*

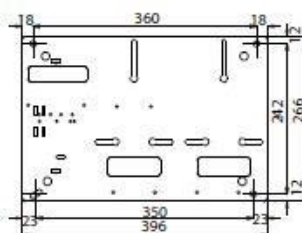
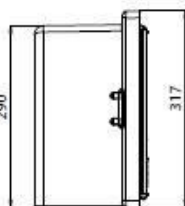
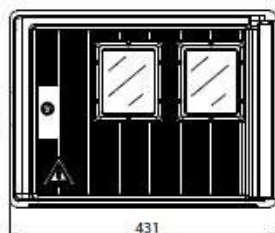
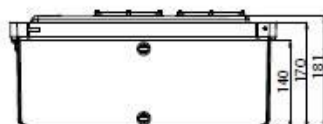


## Utilización:

Diseñada para contener los fusibles de protección y el equipo de medida para un abonado individual con simple o doble tarifa en monofásico.

## Cierre:

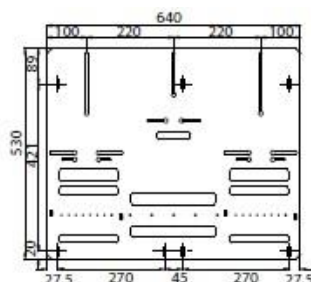
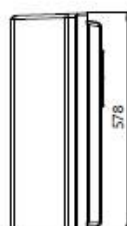
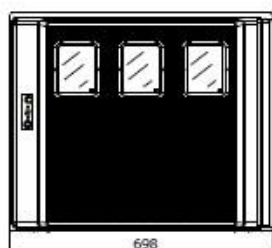
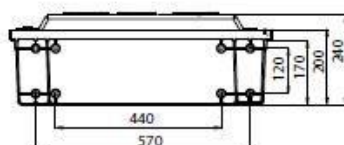
En su versión estándar incorpora cierre de plástico triangular de 11 mm normalizado, con herraje para candado.



Designación	Composición						Referencia
	Placa de Montaje	Ventanilla	HC (1)	Base + Neutro	Corte Omnipolar	Tapabases	
MH	-	-	-	-	-	-	256.800
MH-HC	-	-	•	-	-	-	256.832
MH-C	ciega	-	-	-	-	-	256.801
MH-1M/V	1M	1	•	-	-	-	256.805
MH-1M/VU	1M	1	•	•	-	-	256.815
MH-1M/VUT	1M	1	•	•	-	•	256.816
MH-1M/VOT	1M	1	•	•	•	•	256.812
MH-1MR	1M+R	-	-	-	-	-	256.804
MH-1MR/2V	1M+R	2	•	-	-	-	256.806

(1) HC: Dispositivo para candado

# MAXINTER



## Composición de la envoltente:

- Cuba provista de insertos metálicos M6 para la fijación del aparellaje o placa de montaje.
- Puerta articulada sobre bisagras, equipada opcionalmente con dos o tres ventanillas tipo V1 para la lectura de los aparatos de medida y cerradura de plástico de cabeza triangular.

*Opcionalmente se pueden adaptar otros tipos de cierre.*

*Puede suministrarse equipado con bases y cableado.*

## Utilización:

Diseñada para contener los fusibles de protección y el equipo de medida para dos abonados individuales monofásicos o trifásicos con simple o doble tarifa.

## Cierre:

En su versión estándar incorpora cierre de plástico triangular de 11 mm normalizado, con herraje para candado.

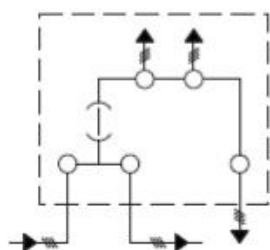


Designación	Composición							Referencia
	Placa de Montaje	Ventanilla	HC (1)	Base + Neutro	Corte Omnipolar	Tapabases	Bornes Entrada Independientes (mm <sup>2</sup> )	
MX-HC	-	-	•	-	-	-	-	255.001
MX-2VHC	-	2	•	-	-	-	-	255.005
MX-3VHC	-	3	•	-	-	-	-	255.006
MX-HC/PA	-	-	•	-	-	-	-	(2) 255.003
MX-C	ciega	-	•	-	-	-	-	255.021
MX-C/2V	ciega	2	•	-	-	-	-	255.025
MX-C/3V	ciega	3	•	-	-	-	-	255.026
MX-MT/2VOT95	1M+1T	2	•	•	•	•	95	255.204
MX-MT/2VOT150	1M+1T	2	•	•	•	•	150	255.205
MX-2T/2VOT95	2T	2	•	•	•	•	95	255.224

(1) HC: Dispositivo para candado - (2) Con placa de cierre amovible



# ARMARIOS DE DISTRIBUCION



## ARMARIOS DE SECCIONAMIENTO

Diseñados para realizar el seccionamiento de líneas subterráneas de BT y, opcionalmente, para:

- Derivación de una línea subterránea
- Salida de una o dos derivaciones individuales a través de una caja general de protección y medida tipo CPM3 acoplada.
- Derivación de una línea y salida de una o dos derivaciones individuales, con una caja tipo CPM3.

### Versiones básicas:

Montaje empotrado: envoltorio tipo MAXINTER (ver pág.8).

Montaje saliente: envoltorio tipo SUPERINTER SI 57 (ver pág.10).

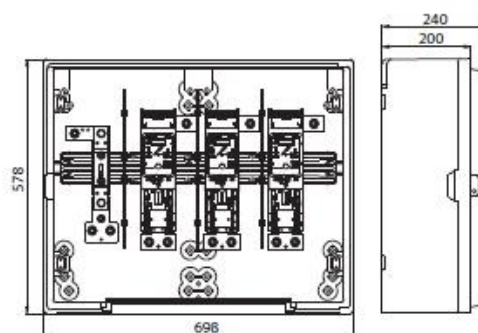
En ambos casos el armario de seccionamiento permite el acoplamiento con una caja general de protección tipo CPM3 con envoltorio MAXINTER o SUPERINTER respectivamente.

El seccionamiento de la línea subterránea se realiza mediante bases fusibles tipo NH tamaño 1 ó 2 con o sin dispositivo extintor de arco.



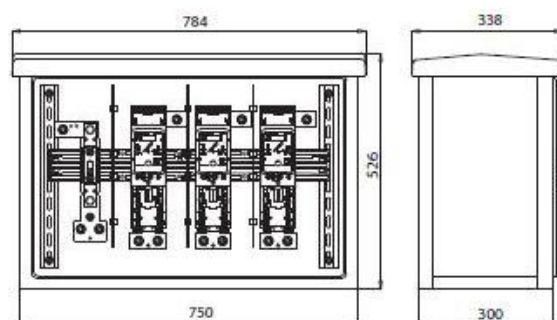
### MONTAJE EMPOTRADO

Designación	Envoltorio	Referencia
CS-250/400-E	MAXINTER	555.060
CS-400/400-E	MAXINTER	555.064



### MONTAJE SALIENTE

Designación	Envoltorio	Referencia
CS-250/400-S	SUPERINTER SI 57-T	470.132
CS-400/400-S	SUPERINTER SI 57-T	470.133




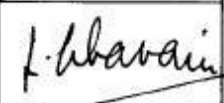
# **ANEXO 4**

## **CONJUNTOS CONSTRUCTIVOS (MONTAJE)**

### **LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE BAJA TENSIÓN CONSTRUCCIÓN**

### **Modificación del MT 2.53.20, Edición 2ª (00-05), respecto a la Edición 1ª (96-03)**

- Se hace referencia en el nuevo Capítulo de Introducción el motivo de la nueva edición y el documento que sustituye
- En el Capítulo 1, se ha sustituido el MT de Elementos Constituyentes por las Fichas Técnicas
- En las páginas 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9 se incluyen los distintos tipos de conexiones de CPM, CGP y CS, de acuerdo con el MT-NEDIS 2.80.10
- Todos los Conjuntos Constructivos de Conexión de las CPM y CGP se han desarrollado de acuerdo con los montajes actuales, suprimiendo el tubo o tubos desde el nivel del suelo hasta la entrada de la CGP. Además se han incorporado en las conexiones a CGP y CS la conexión con terminales bimetálicos.
- Se hace referencia en todos los Conjuntos Constructivos a las nuevas Fichas Técnicas (antes Elementos Constituyentes) y a la NI del material correspondiente.
- En las páginas 10, 11, 12, 13, 14 y 15 actualizan la referencia a las Fichas Técnicas y a la NI correspondiente.
- Se han suprimido los Conjuntos Constructivos relativos a montaje de bandejas.

ORGANISMO	FECHA	FIRMA	ORGANISMO	FECHA	FIRMA
			GAMAN	1-06-00	
			DEGAC	2-06-00	

**CONJUNTOS CONSTRUCTIVOS  
(MONTAJE)  
LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE BAJA TENSIÓN  
CONSTRUCCIÓN**

**ÍNDICE**

	Página
0 INTRODUCCIÓN .....	2
1 OBJETO Y CAMPO DE APLICACIÓN.....	2
2 CONJUNTOS CONSTRUCTIVOS.....	2

## 0 INTRODUCCIÓN

Este documento sustituye y anula al anterior MTDYC 2.53.20, fecha marzo de 1996, por Validación según el SGD

## 1 OBJETO Y CAMPO DE APLICACIÓN

El presente documento tiene por objeto establecer los conjuntos constructivos para la construcción de las líneas subterráneas de BT en el Negocio de Distribución Eléctrica.

Estos conjuntos constructivos se aplicarán en el desarrollo de las Unidades Compatibles de líneas subterráneas de BT (MT 2.53.05) y en los Proyectos Tipo del Negocio de Distribución Eléctrica.



## 2 CONJUNTOS CONSTRUCTIVOS

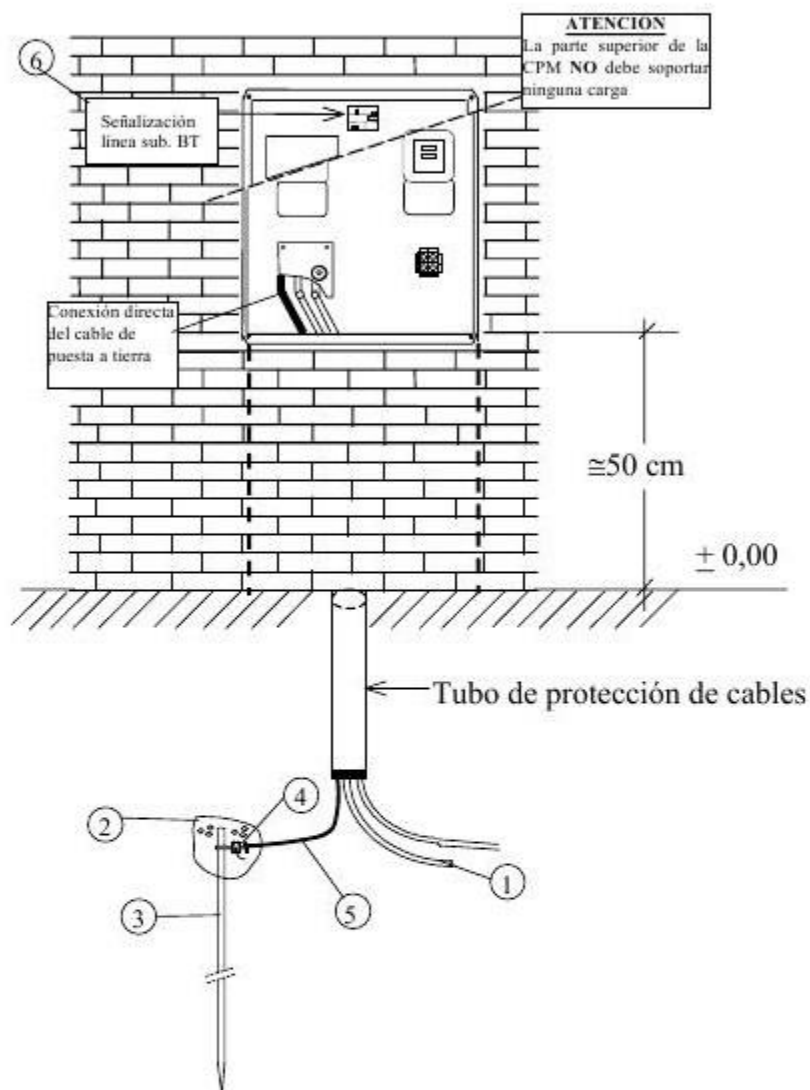
Cada montaje, destinado a un fin específico, está compuesto por un conjunto de materiales adoptados para estas instalaciones (Fichas Técnicas).

Este documento comprende:

- Conexión de CPM - monofásica con puesta a tierra
- Conexión de CPM - monofásica sin puesta a tierra
- Conexión de CPM - trifásica con puesta a tierra
- Conexión de CGP - trifásica con puesta a tierra
- Conexión de CGP - trifásica y puesta a tierra (alimentación en punta)
- Conexión de CGP - trifásica y puesta a tierra (alimentación con entrada y salida de la red)
- Conexión de CS - trifásica / doble entrada y salida con puesta a tierra
- Conexión de línea subterránea en cuadro distribución BT / CT, CGP y CS (con terminales bimetálicos)
- Empalme línea subterránea
- Derivación línea subterránea
- Confección terminación línea subterránea enlace con línea aérea / hasta 3m altura
- Confección puesta a tierra en instalación existente
- Confección pica toma tierra adicional

## LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE BAJA TENSIÓN

### CONEXIÓN DE CPM - MONOFÁSICA CON PUESTA A TIERRA

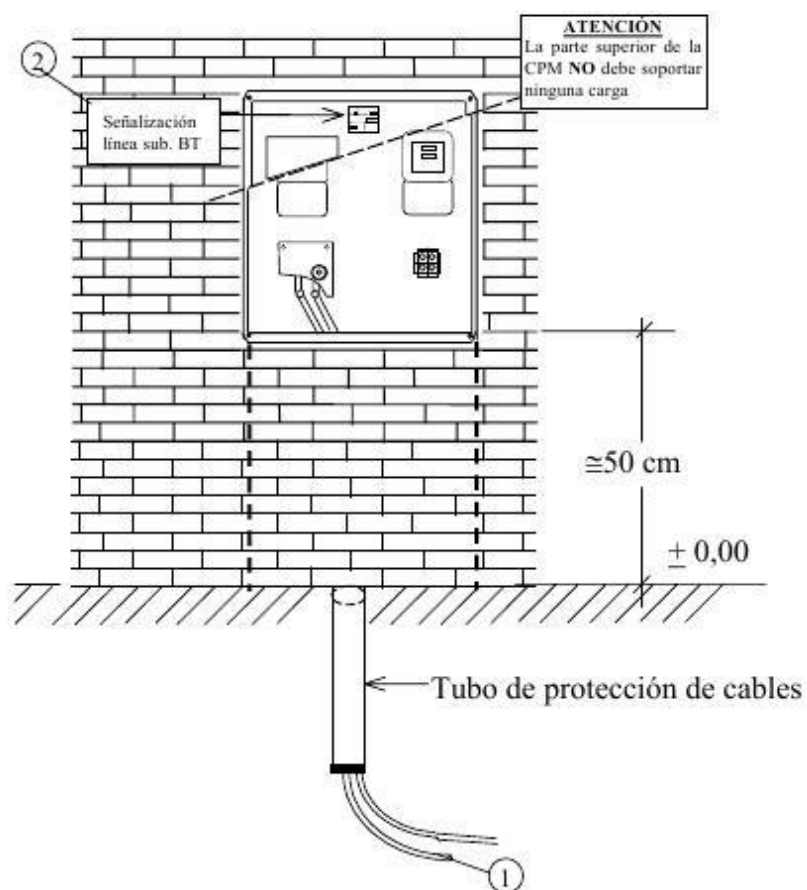


COMPOSICIÓN DE LÍNEA * SISTEMA B-2		SUMINISTRO
FASES	NEUTRO	230 V
1 x 50 Al	1 x 50 Al	

Nº MARCA	FICHA TÉCNICA	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACIÓN	NI
1	BTS 01	-	m	*Cable RV 0,6/1 kV	56.31.21
2	BTS 19	0,25	Ud	Cinta antihumedad	06.38.02
3	LAB-19	1	Ud	Pica bimetálica lisa / toma tierra	50.26.01
4	LAB-20	1	Ud	Grapa conexión - pica bimet/cable	58.26.03
5	BTS 18	2	m.	Cable DNRA 50 Cu	56.31.71
6	BTS 17	1	Ud	Señal autoadhesiva para señalización líneas	29.05.04

## LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE BAJA TENSIÓN

### CONEXIÓN - CPM - MONOFÁSICA SIN PUESTA A TIERRA

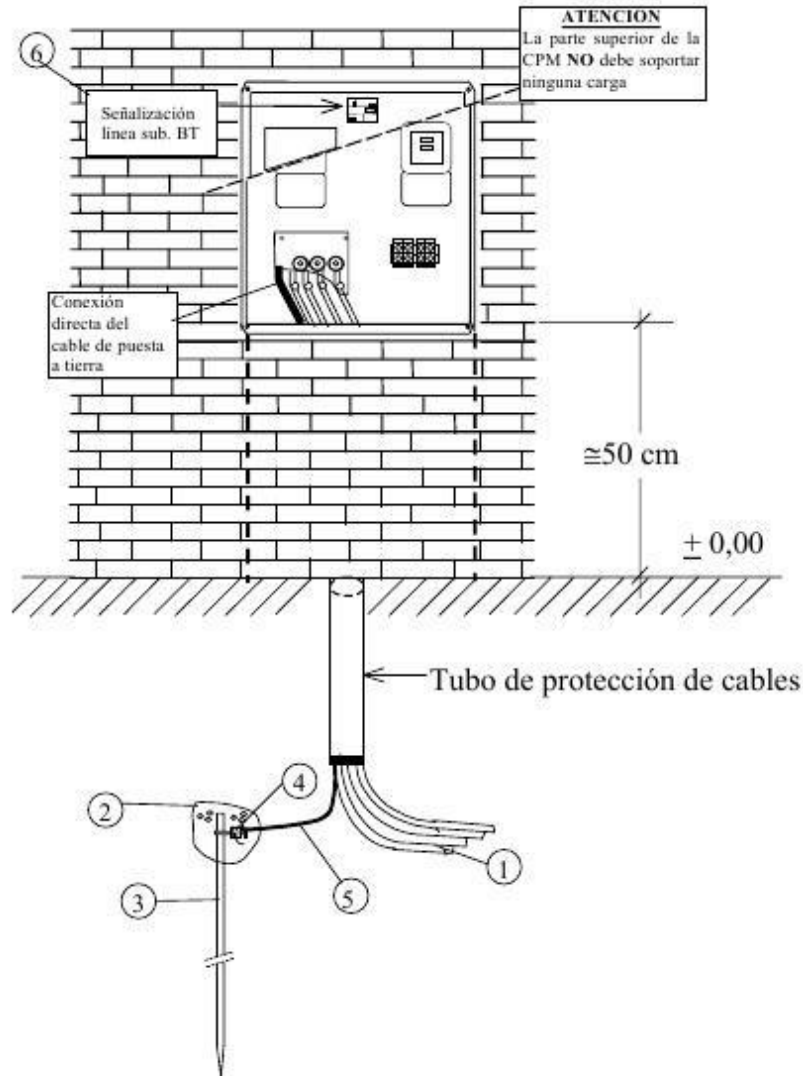


COMPOSICIÓN DE LÍNEA * SISTEMA B-2		SUMINISTRO
FASES	NEUTRO	230 V
1 x 50	1 x 50	

Nº MARCA	FICHA TÉCNICA	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACIÓN	NI
1	BTS 01	-	m	*Cable RV 0,6/1 kV	56.31.21
2	BTS 17	1	Ud	Señal autoadhesiva para señalización líneas	29.05.04

## LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE BAJA TENSIÓN

### CONEXIÓN - CPM - TRIFÁSICA CON PUESTA A TIERRA



#### \* COMPOSICIÓN DE LÍNEA

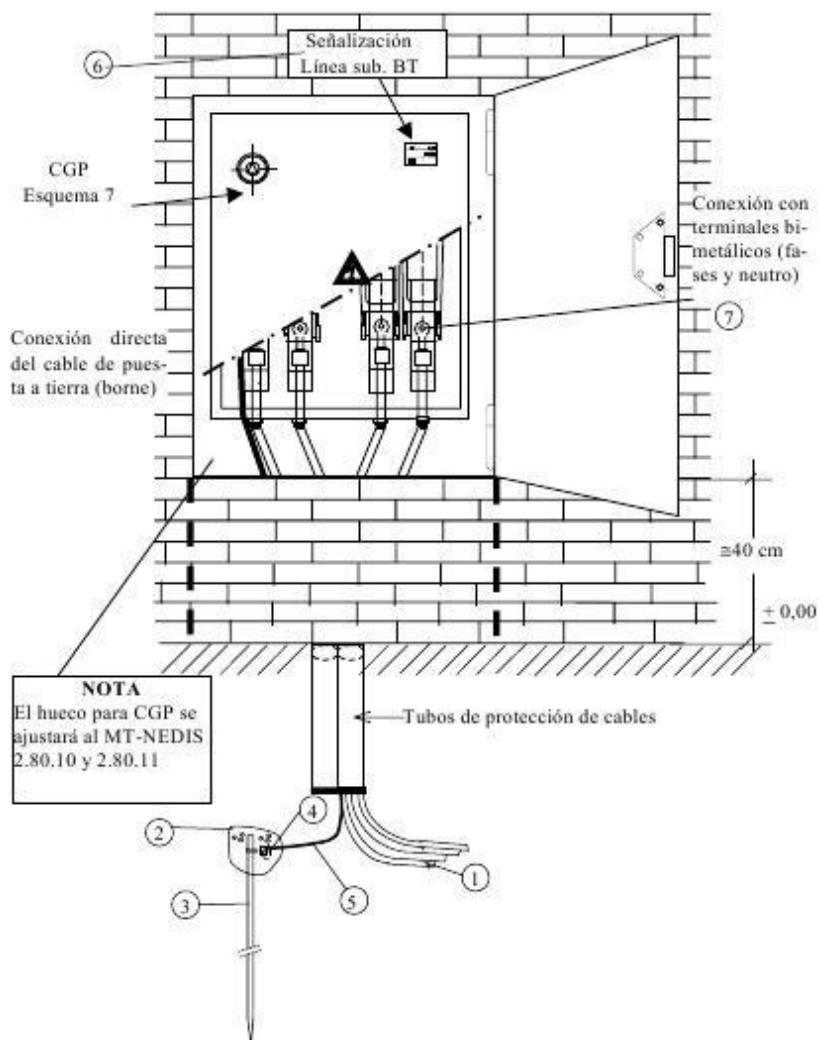
FASES	NEUTRO
3 x 50	1 x 50

Nº MARCA	FICHA TÉCNICA	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACIÓN	NI
1	BTS 01	-	m	*Cable RV 0,6/1 kV	56.31.21
2	BTS 19	0,25	Ud	Cinta antihumedad	06.38.02
3	LAB-19	1	Ud	Pica bimetálica lisa / toma tierra	50.26.01
4	LAB-20	1	Ud	Grapa conexión - pica bimet/cable	58.26.03
5	BTS 18	2	m.	Cable DNRA 50 Cu	56.31.71
6	BTS 17	1	Ud	Señal autoadhesiva para señalización líneas	29.05.04



## LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE BAJA TENSIÓN

### CONEXIÓN - CGP - TRIFÁSICA CON PUESTA A TIERRA

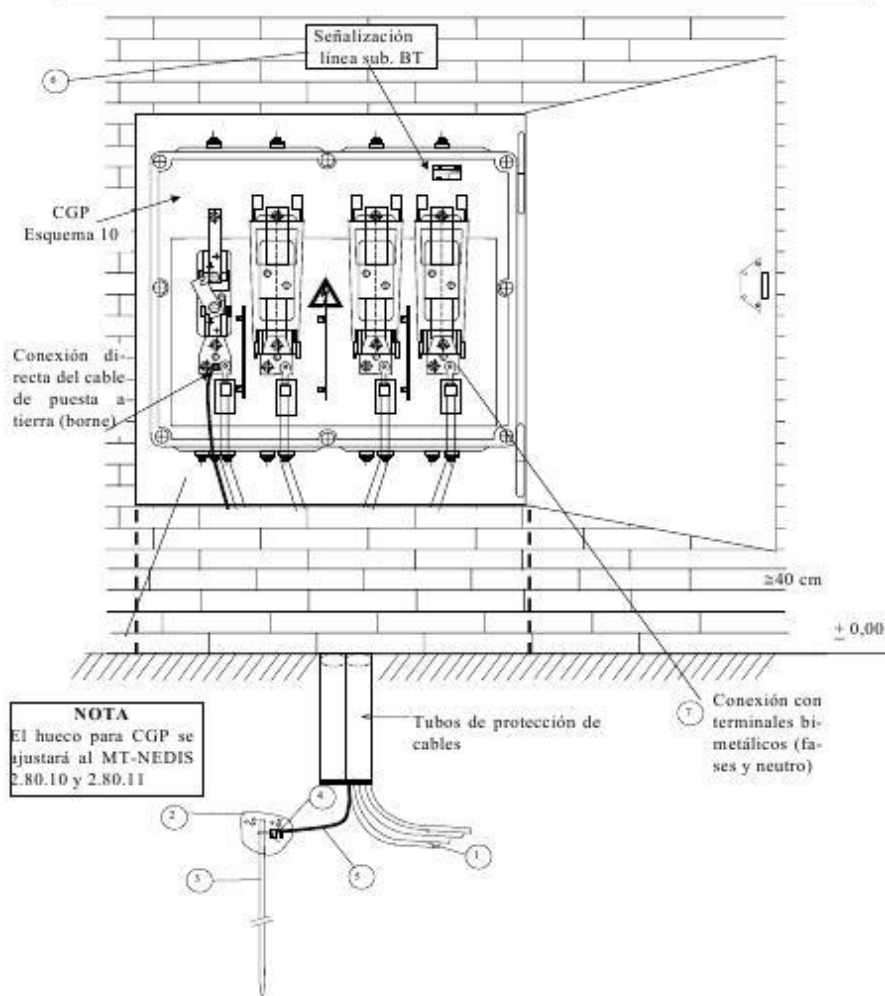


* COMPOSICIÓN DE LÍNEA	
FASES	NEUTRO
3 x 50	1 x 50
3 x 95	1 x 50
3 x 150	1 x 95
3 x 240	1 x 150

Nº MARCA	FICHA TÉCNICA	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACIÓN	NI
1	BTS 01	-	m	*Cable RV 0,6/1 kV	56.31.21
2	BTS 19	0,25	Ud	Cinta antihumedad	06.38.02
3	LAB-19	1	Ud	Pica bimetálica lisa / toma tierra	50.26.01
4	LAB-20	1	Ud	Grapa conexión - pica bimet/cable	58.26.03
5	BTS 18	2	m.	Cable DNRA 50 Cu	56.31.71
6	BTS 17	1	Ud	Señal autoadhesiva para señalización líneas	29.05.04
7	BTS-10	3 fases+1 neutro	Ud	Conectores terminales de Al-Cu	58.20.71

## LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE BAJA Tensión

### CONEXIÓN - CGP - TRIFÁSICA Y PUESTA A TIERRA (ALIMENTACIÓN EN PUNTA)



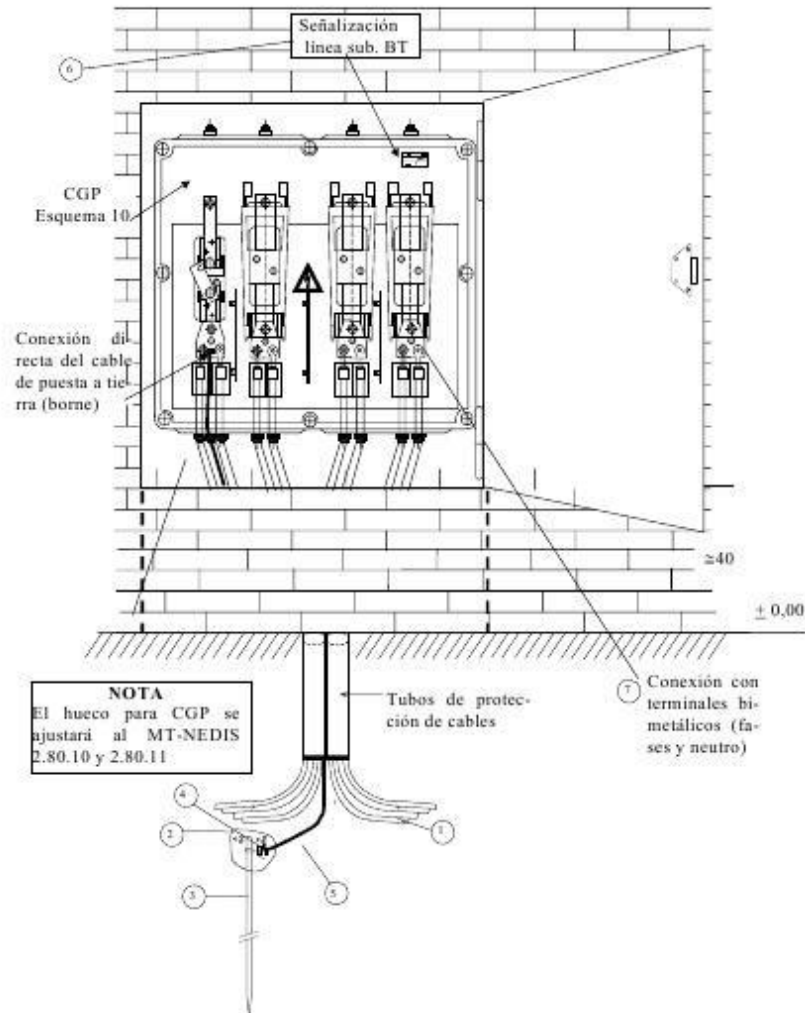
#### \* COMPOSICIÓN DE LÍNEA

FASES	NEUTRO
3 x 95	1 x 50
3 x 150	1 x 95
3 x 240	1 x 150

Nº MARCA	FICHA TÉCNICA	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACIÓN	NI
1	BTS 01	-	m	*Cable RV 0,6/1 kV	56.31.21
2	BTS 19	0,25	Ud	Cinta antihumedad	06.38.02
3	LAB-19	1	Ud	Pica bimetálica lisa / toma tierra	50.26.01
4	LAB-20	1	Ud	Grapa conexión - pica bimet/cable	58.26.03
5	BTS 18	2	m.	Cable DNRA 50 Cu	56.31.71
6	BTS 17	1	Ud	Señal autoadhesiva para señalización líneas	29.05.04
7	BTS-10	3 fases+1 neutro	Ud	Conectores terminales de Al-Cu	58.20.71

## LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE BAJA TENSIÓN

### CONEXIÓN - CGP - TRIFÁSICA Y PUESTA A TIERRA (ALIMENTACIÓN CON ENTRADA Y SALIDA DE LA RED)



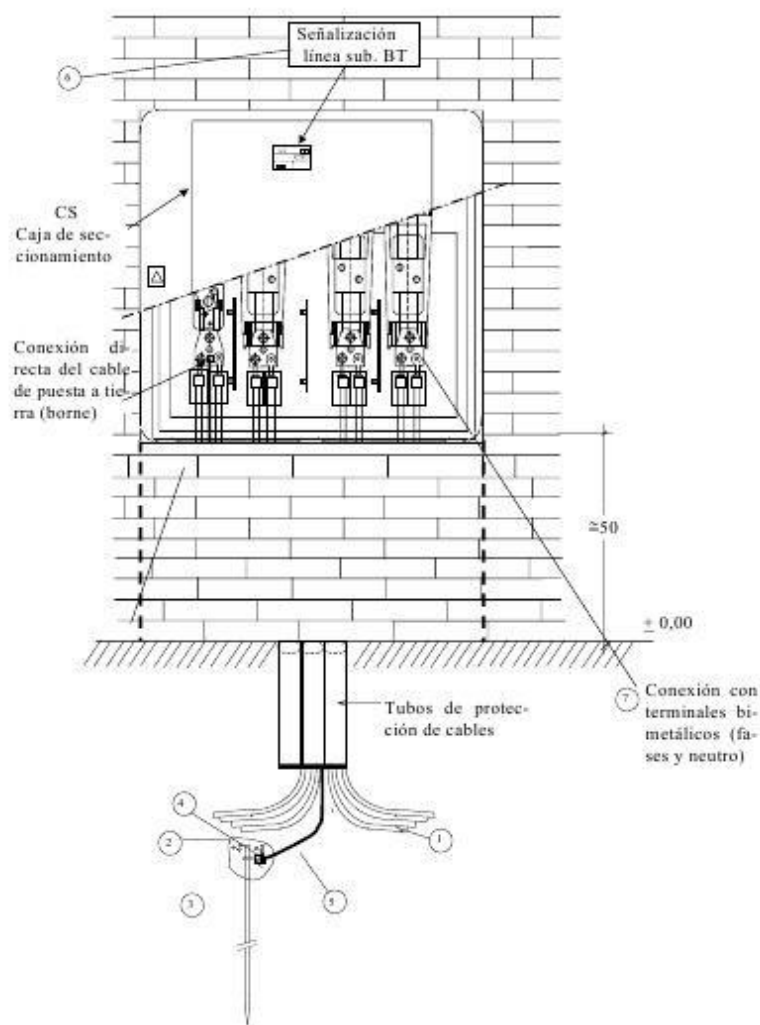
#### \* COMPOSICIÓN DE LÍNEA

FASES	NEUTRO
3 x 150	1 x 95
3 x 240	1 x 150

Nº MARCA	FICHA TÉCNICA	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACIÓN	NI
1	BTS 01	-	m	*Cable RV 0,6/1 kV	56.31.21
2	BTS 19	0,25	Ud	Cinta antihumedad	06.38.02
3	LAB-19	1	Ud	Pica bimetálica lisa / toma tierra	50.26.01
4	LAB-20	1	Ud	Grapa conexión - pica bimet/cable	58.26.03
5	BTS 18	2	m.	Cable DNRA 50 Cu	56.31.71
6	BTS 17	1	Ud	Señal autoadhesiva para señalización líneas	29.05.04
7	BTS-10	3 fases+1 neutro	Ud	Conectores terminales de Al-Cu	58.20.71

## LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE BAJA TENSIÓN

### CONEXIÓN - CS - TRIFÁSICA / DOBLE ENTRADA Y SALIDA CON PUESTA A TIERRA



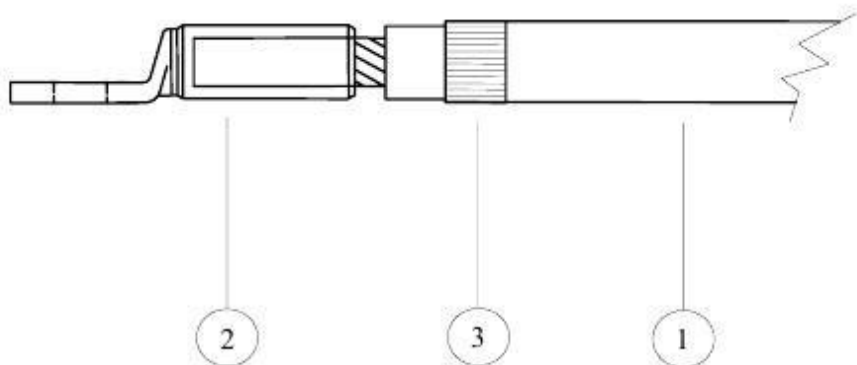
#### \* COMPOSICIÓN DE LÍNEA

FASES	NEUTRO
3 x 150	1 x 95
3 x 240	1 x 150

Nº MARCA	FICHA TÉCNICA	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACIÓN	NI
1	BTS 01	-	m	*Cable RV 0,6/1 kV	56.31.21
2	BTS 19	0,25	Ud	Cinta antihumedad	06.38.02
3	LAB-19	1	Ud	Pica bimetálica lisa / toma tierra	50.26.01
4	LAB-20	1	Ud	Grapa conexión - pica bimetal/cable	58.26.03
5	BTS 18	2	m.	Cable DNRA 50 Cu	56.31.71

### LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE BAJA TENSIÓN

#### CONEXIÓN DE LÍNEA SUBTERRÁNEA EN CUADRO DISTRIBUCIÓN BT / CT, CGP Y CS (CON TERMINALES BIMETÁLICOS)

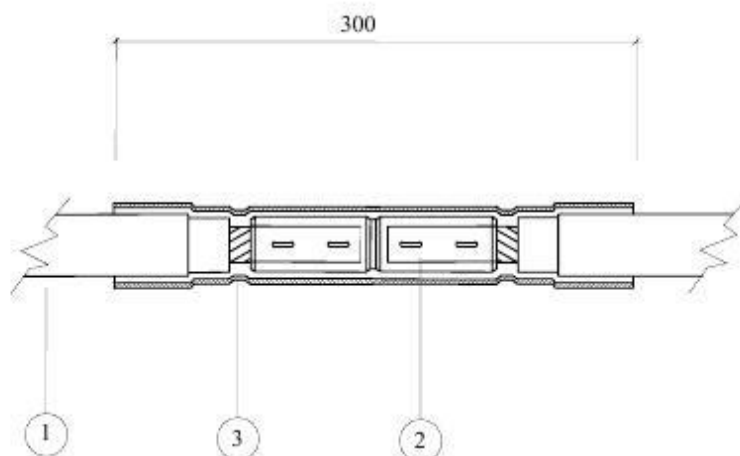


* COMPOSICIÓN DE LÍNEA	
FASES	NEUTRO
3 x 50	1 x 50
3 x 95	1 x 50
3 x 150	1 x 95
3 x 240	1 x 150

Nº MARCA	FICHA TÉCNICA	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACIÓN	NI
1	BTS-01	-	m	*Cable RV 0,6/1 kV	56.31.21
2	BTS-10	4	Ud	Conector terminal bimetalico	58.20.71
3	BTS-22	0,10	Ud	Cinta adhesiva identificación fases	76.87.01

## LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE BAJA TENSIÓN

### EMPALME LÍNEA SUBTERRÁNEA

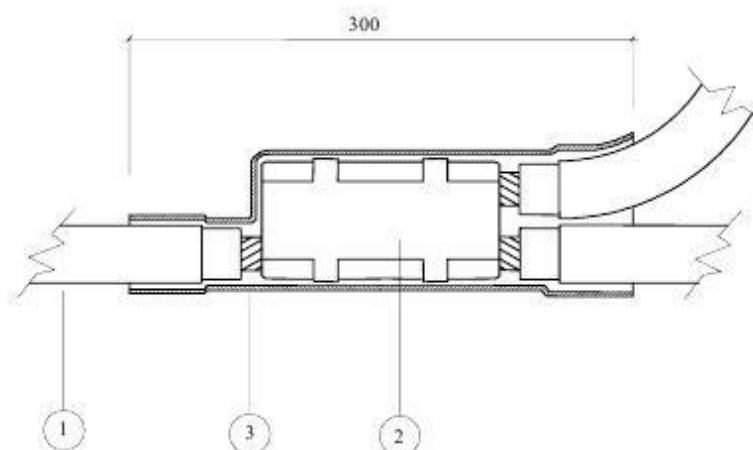


* COMPOSICIÓN DE LÍNEA	
FASES	NEUTRO
3 x 50	1 x 50
3 x 95	1 x 50
3 x 150	1 x 95
3 x 240	1 x 150

Nº MARCA	FICHA TÉCNICA	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACIÓN	NI
1	BTS-01	-	m	*Cable RV 0,6/1 kV	56.31.21
2	BTS-12	1	Ud	Manguito unión para empalme de Al	58.20.71
3	BTS-07	1	Ud	Manguito aislante cerrado/empalme TR/R	56.88.01

## LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE BAJA TENSIÓN

### **DERIVACIÓN LÍNEA SUBTERRÁNEA**

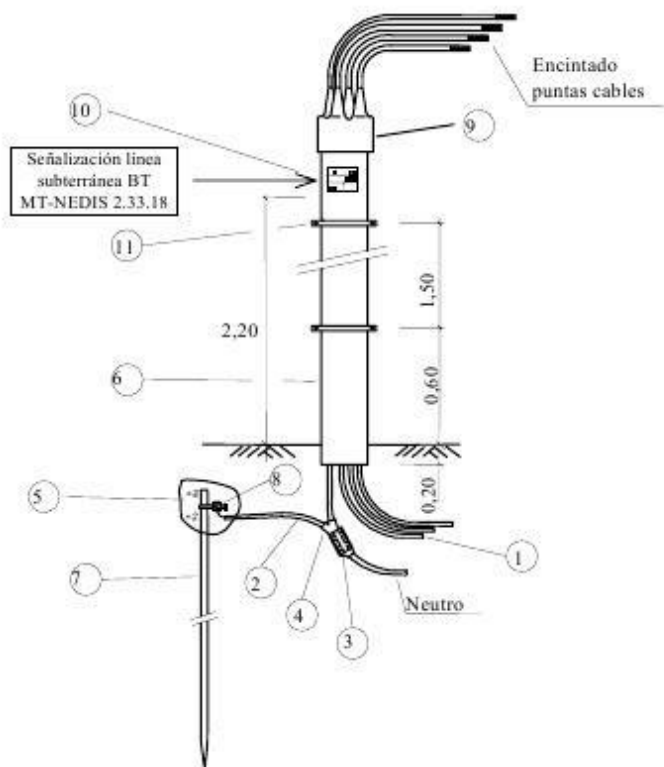


* COMPOSICIÓN DE LÍNEA	
FASES	NEUTRO
3 x 50	1 x 50
3 x 95	1 x 50
3 x 150	1 x 95
3 x 240	1 x 150

Nº MARCA	FICHA TÉCNICA	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACIÓN	NI
1	BTS-01	-	m	*Cable RV 0,6/1 kV	56.31.21
2	BTS-15	1	Ud	Conector de derivación por compresión total	58.20.71
3	BTS-08	1	Ud	Manguito termorret. abierto / derivación	56.88.01

## LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE BAJA Tensión

### CONFECCIÓN TERMINACIÓN LÍNEA SUBTERRÁNEA ENLACE CON LÍNEA AEREA / HASTA 3m ALTURA



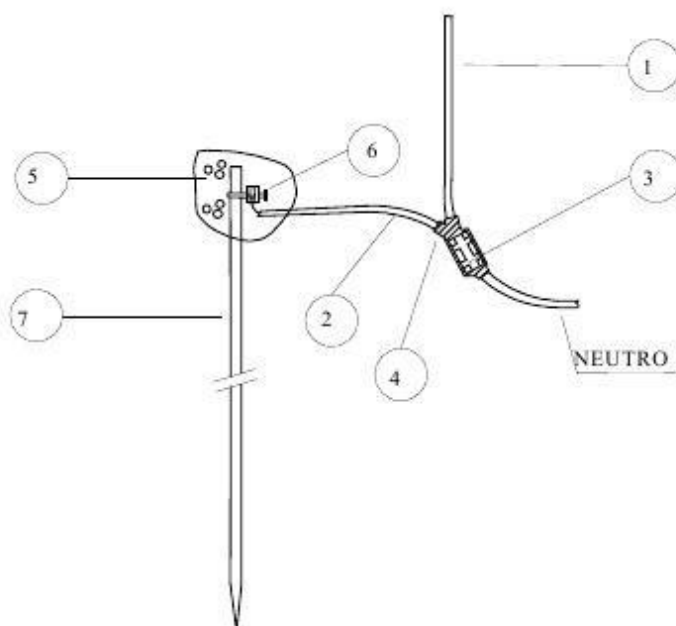
* COMPOSICIÓN DE LÍNEA		** MANGUITO
FASES	NEUTRO	S/SECC. NEUTRO
3 x 150	1 x 95	95
3 x 240	1 x 150	150

Nº MARCA	FICHA TÉCNICA	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACIÓN	NI
1	BTS 01	-	m	*Cable RV 0,6/1 kV	56.31.21
2	BTS 18	1	Ud	Cable DNRA 0,6 / 1KV - 1 x 50 Cu	56.31.71
3	BTS-15	1	Ud	** Conector de derivación	58.20.71
4	BTS-08	1	Ud	Manguito termorret. abierto / deriv.	56.88.01
5	BTS-19	0,25	Ud	Cinta antihumedad	06.38.02
6	MTS-07	3	m	Tubo plástico TC 90/R	56.88.01
7	LAB-19	1	Ud	Pica bimetálica lisa / toma tierra	50.26.01
8	LAB-20	1	Ud	Grapa conexión - pica bimet/cable Cu	58.26.03
9	BTS 20	1	Ud	Capuchón protección líneas subt.	50.80.03
10	BTS 17	1	Ud	Señal autoadhesiva para señalización líneas	29.05.04
11	-	2	Ud	Horquilla fijación tubos 90 Ø	-



## LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE BAJA TENSIÓN

### CONFECCIÓN PUESTA A TIERRA EN INSTALACIÓN EXISTENTE

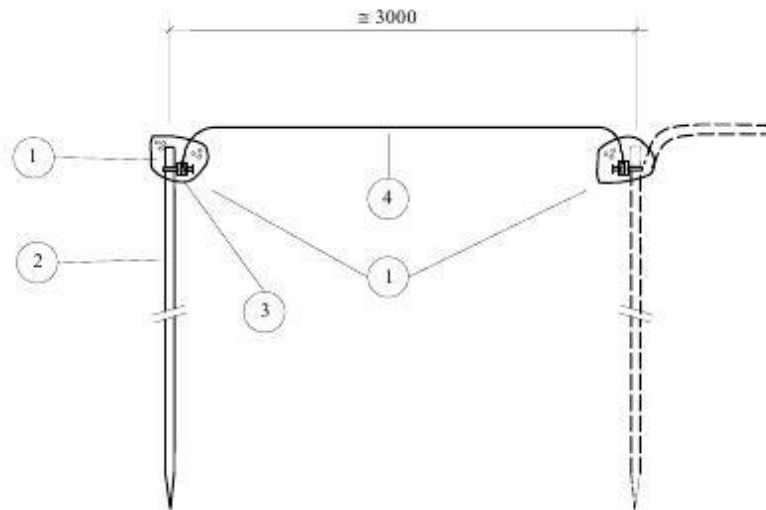


** MANGUITO S/SECC. NEUTRO
50
95
150

Nº MARCA	FICHA TÉCNICA	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACIÓN	NI
1	BTS 01	-	m	*Cable RV 0,6/1 kV	56.31.21
2	BTS 18	1	Ud	Cable DNRA 0,6 / 1KV - 1 x 50 Cu	56.31.71
3	BTS-15	1	Ud	** Conector de derivación	58.20.71
4	BTS-08	1	Ud	Manguito termorret. abierto / deriv.	56.88.01
5	BTS-19	0,25	Ud	Cinta antihumedad	06.38.02
6	LAB-20	1	Ud	Grapa conexión - pica bimet/cable Cu	58.26.03
7	LAB-19	1	Ud	Pica bimetálica lisa / toma tierra	50.26.01

### LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE BAJA Tensión

#### CONFECCIÓN PICA TOMA TIERRA ADICIONAL



Nº MARCA	FICHA TÉCNICA	CANTIDAD	UNIDAD	DENOMINACIÓN	NI
1	BTS-19	0,50	Ud	Cinta antihumedad	06.38.02
2	LAB-19	1	Ud	Pica bimetálica lisa / toma tierra	50.26.01
3	LAB-20	2	Ud	Grapa conexión - pica bimet/cable Cu 50	58.26.03
4	LAM-14	1,5	Kg.	Cu 50 mm <sup>2</sup>	54.10.01

# **ANEXO 5**

## **CABLE SUBTERRÁNEO DE MEDIA TENSIÓN**

**HEPRZ1 Al H-16, tensión  
12/20 kV**

## **ANEXO 5**

### **CABLE SUBTERRANEO DE MEDIA TENSION (HEPRZ1 Al H-16, tensión 12/20 kV)**

#### **1. Objeto y campo de aplicación**

Esta norma (NI 56.43.01) especifica las características que deben reunir y los ensayos que han de superar los cables unipolares de AT con conductores de aluminio y aislamiento seco etileno propileno de alto módulo y cubierta especial.

Esta norma es aplicable a los cables unipolares de AT hasta 30 kV tipo HEPRZ1 para redes subterráneas de alta tensión a instalar en el ámbito de Iberdrola.

#### **2 Normas para consulta**

IBERDROLA NI 56.43.01- Norma constructiva.

UNE-EN 50267 - Libre de halógenos. Baja acidez y corrosividad de los gases.

IEC 60754 - Libre de halógenos. Baja acidez y corrosividad de los gases.

#### **3 Tipos normalizados. Características esenciales y código**

Los tipos normalizados y las características esenciales son las que figuran en la tabla 1.

Tabla 1

Tipos normalizados

Designación	Tensión nominal kV	Naturaleza y sección conductor mm <sup>2</sup>	Sección pantalla mm <sup>2</sup>	Suministro		Código
				Longitud normalizada ± 2% m	Tipo de bobina UNE 21 157-1	
HEPRZ1 12/20 1x50 K Al+H16	12/20	Al 50	16	820	14	5641814
HEPRZ1 12/20 1x150 K Al+H16		Al 150	16	1000	20	5641818
HEPRZ1 12/20 1x240 K Al+H16		Al 240	16	1000	22	5641820
HEPRZ1 12/20 1x400 K Al+H16		Al 400	16	1000	22	5641822
HEPRZ1 18/30 1x50 K Al+H16	18/30	Al 50	16	580	14	5643314
HEPRZ1 18/30 1x150 K Al+H25		Al 150	25	1000	22	5643318
HEPRZ1 18/30 1x240 K Al+H25		Al 240	25	1000	22	5643320
HEPRZ1 18/30 1x400 K Al+H25		Al 400	25	1000	22	5643322

## 4. Características

### 4.1 Características eléctricas

#### 4.1.1 Tensión asignada.-

Las tensiones asignadas de los cables para cada uno de los dos niveles de tensión definidos en esta norma son las indicadas en la tabla 2.

Tabla 2

Tensiones de los cables

U <sub>0</sub> kV	U kV	U <sub>m</sub> kV	U <sub>p</sub> kV
12	20	24	125
18	30	36	170

U<sub>0</sub>: es la tensión nominal eficaz a frecuencia industrial entre el conductor y la tierra de la pantalla metálica.

U: es la tensión nominal eficaz a frecuencia industrial entre dos conductores.

U<sub>m</sub>: es la tensión máxima eficaz a frecuencia industrial entre dos conductores, para lo cual se diseña el cable y sus accesorios.

U<sub>p</sub>: es el valor de cresta a los impulsos de tipo rayo, aplicada entre cada conductor y la pantalla metálica para el que se diseña el cable y sus accesorios.

#### 4.1.2 Intensidades.

Las prestaciones eléctricas de los cables dependen de varios factores, por lo que deben ser precisadas en cada caso particular. Sin embargo y a título de guía de utilización, damos estas características en condiciones más usuales de instalación.

##### 4.1.2.1 Intensidades máximas permanentes admisibles de los Conductores.

Las condiciones de instalación en que se basan los valores indicados en la tabla 3 son:

- Instalación al aire sin radiación solar:

- Temperatura del aire 40°C
- Cables colocados al tresbolillo en contacto

- Instalación directamente enterrada:

- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1° K m/W
- Profundidad de instalación 1000 mm
- Cables colocados al tresbolillo en contacto

Tabla 3

Intensidades máximas permanentes admisibles en los conductores

Sección mm <sup>2</sup>	Intensidad máxima admisible (A)	
	Al aire	Enterrada
50	160	--
150	345	330
240	470	435
400	630	560

#### 4.1.2.2 Intensidades máximas de cortocircuito en los conductores.

La intensidad máxima admisible de cortocircuito en los conductores considerando el proceso adiabático y partiendo de la temperatura máxima de servicio de 105°C, se indica en la tabla 4.

Tabla 4

Intensidades de cortocircuito admisibles en los conductores, en kA

Sección mm <sup>2</sup>	Duración en segundos								
	0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
50	14,9	10,5	8,6	6,6	4,7	3,8	3,3	2,9	2,7
150	44,7	31,6	25,8	19,9	14,1	11,5	9,9	8,8	8,1
240	71,5	50,6	41,2	31,9	22,5	18,4	15,8	14,1	12,9
400	119,2	84,4	68,8	53,2	37,6	30,8	26,4	23,6	21,6

#### 4.1.2.3 Intensidad máxima de cortocircuito en la pantalla.

La intensidad máxima admisible de cortocircuito en las pantallas considerando el cable transportando la intensidad máxima admisible de servicio, se indica en la tabla 5.

Tabla 5

Intensidades de cortocircuito admisible en la pantalla, en kA

Sección mm <sup>2</sup>	Duración en segundos								
	0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
16	7,750	5,640	4,705	3,775	2,845	2,440	2,200	2,035	1,920
25	11,965	8,690	7,245	5,795	4,350	3,715	3,340	3,090	2,900

#### 4.1.3 Resistencia, reactancia y capacidad.

En la tabla 6 se indican las características de resistencia a 105°C, la reactancia a la frecuencia de 50 Hz y la capacidad.

Tabla 6

Resistencia, reactancia y capacidad

Sección mm <sup>2</sup>	Tensión nominal kV	Resistencia máx. a 105°C Ω/km	Reactancia por fase Ω/km	Capacidad μF/km
50	12/20	0,862	0,133	0,206
150		0,277	0,112	0,368
240		0,169	0,105	0,453
400		0,106	0,098	0,536
50	18/30	0,862	0,144	0,161
150		0,277	0,121	0,266
240		0,169	0,113	0,338
400		0,106	0,106	0,401

#### 4.2 Características constructivas

Todos los cables especificados en esta norma cumplirán con lo especificado en la UNE HD 620-9E.

En la figura 1 se representa la constitución y estructura del cable.

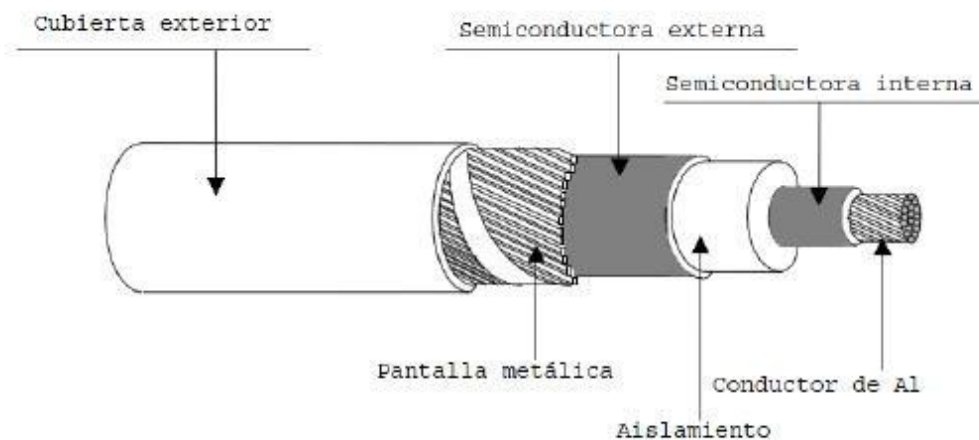


Fig. 1: Constitución del cable

#### 4.2.1 Conductor.

Estará constituido por un elemento circular compacto de clase 2 según la norma UNE 21 022, de aluminio.

#### 4.2.2 Aislamiento.

Estará constituido por un dieléctrico seco extruido, mediante el proceso denominado "triple extrusión".

- Tipo de aislamiento: Mezcla a base de etileno propileno de alto módulo (HEPR). Las características de este material serán las especificadas en la tabla 7
- Espesor: tal como se indica en el apartado 3.2 de UNE HD 620-9E, estará en función del gradiente de potencial eléctrico máximo "El gradiente del potencial eléctrico a la tensión asignada  $U_0$  debe ser inferior o igual a 4 kV/mm a nivel de pantalla sobre el conductor e inferior o igual a 2,4 kV/mm sobre el aislamiento"
- Temperatura máxima en servicio permanente: 105°C
- Temperatura máxima en cortocircuito en máximo 5 s: 250°C



Características del material de aislamiento HEPR

Propiedades	Unidades	Valores
Antes de envejecimiento de la muestra		
- Resistencia mínima a la tracción	Mpa	8,5
- Alargamiento mínimo en la rotura	%	200
- Módulo elástico mínimo al 150% de alargamiento	MPa	4,5
Después de envejecimiento de la muestra		
temperatura	°C	150
duración	h	168
- Resistencia mínima a la tracción	MPa	-
• Variación máxima	%	+30
- Alargamiento mínimo en la rotura	%	-
• Variación máxima	%	+30
Después de envejecimiento en bomba de aire a 0,55 MPa		
temperatura	°C	127
duración	h	40
- Resistencia mínima a la tracción	MPa	-
• Variación máxima	%	+30
- Alargamiento mínimo en la rotura	%	-
• Variación máxima	%	+30
Alargamiento en caliente		
temperatura	°C	250
duración	min	15
esfuerzo mecánico	MPa	0,2
- Alargamiento máximo bajo carga	%	100
- Alargamiento permanente máximo	%	10
Absorción de agua		
temperatura	°C	100
duración	h	24
- Variación de masa máxima admitida	mg/cm <sup>2</sup>	3
Resistencia de aislamiento Ki (valor min)		
a 20 °C	MΩ.km	5000
a 105 °C	MΩ.km	5
Resistencia al ozono		
duración	h	30
- Concentración de ozono	ppm	250 a 300

Nota: La tolerancia de las temperaturas indicadas es la especificada en la norma UNE HD 605 apartado 1.5.2.

#### **4.2.3 Pantalla sobre el conductor.**

Estará constituida por una capa de mezcla semiconductor extruida, adherida al aislamiento en toda su superficie, de espesor medio mínimo 0,5 mm y sin acción nociva sobre el conductor y el aislamiento. Sólo para las secciones mayores será opcional el colocar una cinta semiconductor entre el conductor y la capa semiconductor extruida.

#### **4.2.4 Pantalla sobre el aislamiento.-**

La pantalla sobre el aislamiento estará constituida por una parte no metálica asociada a una parte metálica.

La parte no metálica estará formada por una de mezcla semiconductor extruida, separable en frío, de espesor medio mínimo de 0,5 mm, según el apartado 4.3.3 de la norma UNE HD 620-1.

La parte metálica estará constituida por una corona de alambres de Cu dispuestos en hélice a paso largo y una cinta de Cu, de una sección de 1 mm<sup>2</sup> como mínimo, aplicada con un paso no superior a cuatro veces el diámetro sobre la corona de alambres, según el apartado 4.8 de la norma UNE HD 620-1.

#### **4.2.5 Cubierta exterior.**

Estará constituida por un compuesto termoplástico a base de poliolefina (Z1), según el apartado 4.9 de la UNE HD 620-1, de color rojo. Su espesor nominal, según el apartado 4.9.3 de la UNE HD 620-1, tendrá el valor indicado en la tabla 8 y cumplirá con lo indicado en la tabla 9.

Tabla 8

Espesor nominal de la cubierta exterior en mm

Sección nominal del conductor  mm <sup>2</sup>	Espesor nominal de la cubierta exterior de los cables de tensión asignada  U <sub>0</sub> /U	
	12/20 kV	18/30 kV
50	2,5	2,7
150	3,0	3,0
240	3,0	3,0
400	3,0	3,0

**Tabla 9**  
**Características de la cubierta**

Propiedades	Unidad	Valor
Sin envejecimiento de la muestra		
- Resistencia mínima a la tracción	Mpa	15
- Alargamiento mínimo en la rotura	%	500
Después del envejecimiento de la muestra		
temperatura	°C	110±2
duración	h	336
- Alargamiento mínimo a la rotura	%	300
Después del envejecimiento del cable completo (ensayo de no contaminación)		
temperatura	°C	110±2
duración	h	168
- Alargamiento mínimo a la rotura	%	300
Pérdida de masa		
temperatura	°C	100±2
duración	h	168
- Pérdida máxima de masa	mg/cm²	0,5
Presión a temperatura elevada		
temperatura	°C	115±2
duración	h	6
- Coeficiente K		0,7
- Profundidad máxima de la huella	%	50
Comportamiento a baja temperatura		
- Alargamiento en frío		
• temperatura	°C	-30±2
• alargamiento mínimo en la rotura	%	20
Resistencia al desgarro		
- Temperatura	°C	20±5
- Resistencia mínima	N/mm	24
Contracción		
temperatura	°C	80±2
duración	h	5x5
- Contracción máxima	%	7
Resistencia a la abrasión		
- Temperatura	°C	20±5
- Masa aplicada	kg	36
- Número de desplazamientos		8
- Velocidad de aplicación	m/s	0,3±15%
Ensayo de absorción de agua (Método gravimétrico)		
- Temperatura del agua	°C	85±2
- Tiempo de inmersión	h	336
- Variación máxima de masa	mg/cm²	0,5
Contenido en metales pesados		
- Plomo	%	< 0,5
Emisión de gases ácidos		
- Valor mínimo del pH		4,3
- Valor máximo de la conductividad	µS/mm	10
Decoloración y pérdida de las características mecánicas		
- Decoloración	-	Muy poca
- Variación máxima del alargamiento	%	15
- Variación máx. de la resistencia a la tracción	%	15

#### **4.2.5.1 Protección del medio ambiente.**

En su composición, el material de cubierta exterior del cable no contendrá hidrocarburos volátiles, halógenos ni metales pesados con excepción del plomo, del que se admitirá un contenido inferior al 0,5%.

Además el cable, en su diseño y construcción, permitirá una fácil separación y recuperación de los elementos constituyentes para el reciclado o tratamiento adecuado de los mismos al final de su vida útil.

### **5. Marcado**

Llevará inscritas sobre la cubierta, de forma legible, e indeleble, según los apartados 3.4 y 3.3 respectivamente de la UNE HD 620-1, las marcas siguientes:

- Nombre del fabricante y/o marca registrada
- Designación completa del cable
- Año de fabricación (dos últimas cifras)
- Indicación de calidad concertada, cuando la tenga
- Identificación para la trazabilidad (nº de partida u otro) La

separación entre marcas no será superior a 30 cm.

### **6. Utilización**

En instalaciones de líneas subterráneas de alta tensión hasta 30 kV a construir por Iberdrola o por terceros que posteriormente pasarán a ser explotadas por Iberdrola.

El cable de 1x50 mm<sup>2</sup> se utilizará exclusivamente en los enlaces entre celdas y transformador, en centros de transformación.

### **7. Denominación**

Estos cables se designarán mediante las indicaciones siguientes:

- Tipo constructivo: HEPRZ1

- Tensión asignada en kV: 12/20 ó 18/30 kV

- Relativo al conductor: 1: unipolar sección en mm<sup>2</sup>

K. Forma circular compacta

A1. Naturaleza del conductor

- Relativo a la pantalla: Sección de la pantalla metálica, precedida del signo

+ y la letra H

Ejemplo de denominación:

Cable HEPRZ1 12/20 kV 1x150 K Al + H16 NI 56.43.01.

## **8. Suministro**

Estos cables se suministrarán en bobinas de madera. El tipo de bobina y las longitudes de suministro serán las indicadas en la tabla 1.

El cierre de bobinas se realizará con duelas de madera. Previo acuerdo entre Iberdrola y el fabricante, podrán admitirse otros sistemas. (Véase Anexo A).

Los extremos de los cables irán protegidos contra la penetración de agua, mediante un capuchón retráctil, o por otro método aprobado por Iberdrola.

## **9 Calificación y recepción**

### **9.1 Calificación**

Con carácter general, la inclusión de suministradores y productos se realizará siempre de acuerdo con lo establecido en la NI 00.08.00: "Calificación de suministradores y productos tipificados".

Los ensayos de calificación eléctricos y no eléctricos, incluirán la realización de los ensayos indicados en las tablas 10 y 11, y se efectuarán sobre tres secciones elegidas al azar, una correspondiente a cada nivel de tensión.

Si uno cualquiera de los ensayos no es satisfactorio, se considerará que el tipo de cable no cumple las especificaciones técnicas exigidas.

Después del proceso de calificación, se elaborará para cada fabricante y modelo, un anexo de gestión de calidad a realizar por Iberdrola.

**Tabla 10**  
**Ensayos de Tipo (Eléctricos)**

Nº	Ensayos	Prescripciones*	Métodos de ensayo
1	Resistividad volumétrica del aislamiento y constante de aislamiento a la temperatura máxima admisible del conductor (resistencia de aislamiento)	Tabla 7	UNE HD 605, apartado 3.3.1
2	Secuencia de ensayos para los cables - Muestra: Cable acabado, de 10 a 15 m de longitud efectiva entre los accesorios de ensayo		
2.1	Ensayo de descargas parciales - Magnitud de las descargas: 5 pC - Tensión del ensayo: 2 U <sub>0</sub>		UNE 21 175-2
2.2	Prueba de doblado seguida de un ensayo de descargas parciales: a) Ensayo de doblado b) Ensayo de descargas parciales (Ver 2.1)		IEC 60 502-2, apartado 18.1.4
2.3	Medida de la tg $\delta$ en función de la temperatura**: - Se calienta la muestra de cable hasta que el conductor alcance una temperatura entre 5°C y 10°C por encima de su máxima temperatura de servicio normal. - Tensión de ensayo: 2 kV	Valor medido: $\leq 200 \times 10^{-4}$	IEC 60 502-2, apartado 18.1.5
2.4	Ensayo de ciclos de calentamiento seguido de un ensayo de descargas parciales  a) Ensayo de ciclos de calentamiento. El ciclo de calentamiento dura como mínimo 8h - Se calienta el conductor haciendo pasar a través de él una corriente hasta que alcanza una temperatura entre 5°C y 10°C, por encima de su valor máximo de servicio normal - Se mantiene un mínimo de 2 h entre los límites de temperatura indicados. - Se enfría al aire ambiente durante 3 h, como mínimo - Número de ciclos: 20 b) Ensayo de descargas parciales (ver 2.1)	Tabla 7	IEC 60 502-2, apartado 18.1.6
2.5	Ensayo de tensión soportada a los impulsos, seguido de un ensayo de tensión alterna.  a) Ensayo de impulsos. - Condiciones: calentar la muestra hasta que el conductor alcance una temperatura entre 5°C y 10°C, por encima de la temperatura máxima de servicio normal.		IEC 60 502-2, apartado 18.1.7

(Continúa)



Tabla 11

Tabla 10 (fin)

Ensayos de Tipo (Eléctricos)

Nº	Ensayos	Prescripciones*	Métodos de ensayo
2.5	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Valor de los impulsos</li> <li>- Número de impulsos: <ul style="list-style-type: none"> <li>10 de tensión positiva</li> <li>10 de tensión negativa</li> </ul> </li> <li>b) Ensayo de tensión alterna <ul style="list-style-type: none"> <li>- Condiciones: a temperatura ambiente</li> <li>- Tensión en ensayo: 3,5 U<sub>0</sub></li> <li>- Duración: 15 min</li> </ul> </li> </ul>	<p>Tensión asignada kV: 12/20 y 18/30</p> <p>Tensión ensayo kV: 125 y 170</p> <p>No debe producirse perforación.</p> <p>Tensión asignada kV: 12/20 y 18/30</p> <p>Tensión ensayo kV: 42 y 63</p> <p>No debe producirse perforación.</p>	<p>UNE HD 605 apartado 3.2.1.1</p>
2.6	<p>Ensayo de alta tensión en c.a.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Valor de la tensión: 4 U<sub>0</sub></li> <li>- Duración del ensayo: 4 h</li> </ul>	<p>No debe producirse perforación.</p>	<p>UNE HD 605, apartado 3.2.1.1</p>
3	<p>Ensayo de larga duración</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Duración: no debe ser menor de 17.500 h</li> <li>- Tensión 2,5 U<sub>0</sub></li> <li>- Temperatura (30±5)°C</li> <li>- Aplicación de agua en el conductor y pantalla</li> </ul>	<p>UNE HD 605, apartado 5.4.11</p>	
4	<p>Resistividad de las pantallas semiconductoras</p>	<p>Inferior a:</p> <p>5000 <math>\Omega \cdot \text{cm}</math> a 20°C</p> <p>25000 <math>\Omega \cdot \text{cm}</math> a 105°C</p>	<p>UNE HD 605, apartado 3.9.1</p>
5	<p>Ensayo dieléctrico de la cubierta exterior</p>	<p>No debe producirse perforación</p>	<p>UNE 21 143 apartado 3.1 (Inmersión en agua)</p>
6	<p>Resistencia del conductor</p>	<p>UNE 21 922</p>	<p>UNE HD 605, apartado 3.1.1</p>
7	<p>Resistencia eléctrica de la pantalla metálica</p>	<p>No mayor a 1,24 <math>\Omega/\text{km}</math> a 20°C</p>	<p>UNE HD 605, apartado 3.1.1</p>

\* Según apartado 4.2 de esta norma, salvo especificación en contra.

\*\* La medida de la tg  $\delta$  puede efectuarse sobre una muestra diferente de la utilizada en la secuencia normal de los ensayos relacionados en el punto 2 de esta tabla.

Tabla 11 (Continuación)

Ensayos de Tipo (No Eléctricos)

Nº	Ensayos	Prescripciones*	Métodos de ensayo
6	Ensayo sobre la cubierta exterior		
6.1	Espesor	Apartado 4.2.5	UNE EN 60 811-1/1, apartado 8.2
6.2	Características mecánicas a) Sin envejecimiento  b) Después del envejecimiento en estufa de aire	Tabla 9	UNE EN 60 811-1/1, apartado 9.2 UNE EN 60 811-1/1, apartado 8.1.3
6.3	Pérdida de masa en estufa de aire	Tabla 9	UNE EN 60 811-3/2, apartado 8.2
6.4	Ensayo de presión a temperatura elevada	Tabla 9	UNE EN 60 811-3/1, apartado 8.2 (coeficiente $K=0,7$ )
6.5	Ensayo de alargamiento a baja temperatura	Tabla 9	UNE EN 60 811-1/4, apartado 8.4
6.6	Ensayo de contracción	Tabla 9	UNE EN 60 811-1/3, apartado 11
6.7	Ensayo de resistencia al desgarro	Tabla 9	UNE HD 605, apartado 2.2.2.3
6.8	Ensayo de resistencia a la abrasión	Tabla 9	UNE HD 605, apartado 2.4.22
6.9	Absorción de agua (Ensayo gravimétrico)	Tabla 9	UNE EN 60 811-1/3, apartado 9.2
6.10	Contenido de metales pesados, plomo	Tabla 9	Espectrofotómetro
6.11	Bajo grado de acidez de los gases de combustión	Tabla 9	UNE EN 50 267-2/3
6.12	Pérdidas de las características mecánicas	Tabla 9	UNE HD 605, apartado 2.4.23
7	Ensayo sobre el cable completo		
7.1	Compatibilidad de los componentes del ensayo  - Fuerza de separación  - Resistividad de las pantallas semiconductoras	Entre 0,5 daN y 2,5 daN Menor de: 5000 $\Omega \cdot \text{cm}$ a 20°C 25000 $\Omega \cdot \text{cm}$ a 105°C	UNE HD 605, apartado 2.4.12.4 UNE HD 605, apartado 2.2.8.2 UNE HD 605, apartado 3.9.1
7.2	Envejecimiento sobre el cable completo	Tabla 9	UNE EN 60 811/1-1, apartados 9.1 y 9.2 UNE EN 60 811/1-2, apartado 8.1.4

\* Según apartado 4.2 de esta norma, salvo especificación en contra.

## 9.2 Recepción

Los criterios de recepción podrán variar a juicio de Iberdrola, en función del Sistema de Calidad implantado en fábrica y de la relación Iberdrola Suministrador en lo que respecta a este producto (experiencia acumulada, calidad concertada, etc.).

En principio se realizarán los ensayos indicados a continuación.

### 9.2.1 Ensayos individuales

Se realizarán sobre todas las piezas de cables y serán los indicados en la tabla 12.

Tabla 12  
Ensayos individuales

N°	Ensayos	Prescripciones*	Métodos de ensayo
1	Resistencia del conductor  Muestra - Pieza a expedir	UNE 21 022	UNE HD 605, apartado 3.1.1
2	Ensayo de tensión sobre el cable completo:  - Muestra: Pieza a expedir  - Tensión de ensayo: 3,5 U <sub>0</sub>  - Duración del ensayo: 5 min cada cable	UNE HD 620-9E, tabla 3 del Anexo.  No debe producirse perforación	UNE HD 605, apartado 3.2.1.1
3	Ensayo de descargas parciales - Muestra: Pieza a expedir - Magnitud de las descargas - Tensión del ensayo: 1,73 U <sub>0</sub>	Valor medido: $\leq 10$ pC	UNE 21 175-3
4	Resistencia eléctrica de la pantalla metálica - Muestra: Pieza a expedir	No mayor a 1,24 $\Omega$ /km a 20°C	UNE HD 605, apartado 3.1.1
5	Ensayo dieléctrico de la cubierta exterior  - Muestra: Pieza a expedir	No debe producirse perforación	UNE 21 143, apartado 3.2  La tensión del ensayo será de 15 kV a.c. o 25 kV d.c. Tiempo mínimo de permanencia del cable los electrodos de ensayo: 0,1 s

\* Según apartado 4.2 de esta norma, salvo especificación en contra.

### 9.2.2 Ensayos especiales

Se realizarán sobre una muestra de cable y serán los indicados en la tabla 13.

Tabla 13  
Ensayos sobre muestra

N*	Ensayos	Prescripciones*	Métodos de ensayo
1	Ensayo sobre aislamiento		
1.1	Espesor de aislamiento	El valor nominal debe ser superior o igual al valor declarado por el fabricante	UNE EN 60 811-1/1, apartado 8.1
1.2	Características mecánicas sin envejecimiento	Tabla 7	UNE EN 60 811-1/1, apartado 9.1
1.3	Ensayo de alargamiento en caliente	Tabla 7	UNE EN 60 811-2/1, apartado 9
1.4	Ensayo de tensión de larga duración: Longitud muestra > 5m - Duración del ensayo: 4 h - Tensión del ensayo: 4U <sub>0</sub>	No debe producirse perforación	UNE HD 605, apartado 3.2.1.1
2	Ensayo sobre la pantalla semi-conductora		
2.1	Ensayo de separación	Fuerza de separación entre 0,5 daN y 2,5 daN	UNE HD 605, apartado. 2.2.8.2
3	Ensayo sobre la pantalla metálica		
3.1	- Dimensiones - Área nominal de la sección (geométrica) - Espacio entre alambres - Paso de los alambres y la cinta	Apartado 4.2.4	
4	Ensayo sobre la cubierta exterior		
4.1	Espesor	Apartado 4.2.5	UNE EN 60 811-1/1, apartado 8.2
4.2	Características mecánicas sin envejecimiento	Tabla 9	UNE EN 60 811-1/1, apartado 9.2
4.3	Ensayo de presión a temperatura elevada	Tabla 9	UNE EN 60 811-3/1, apartado 8.2
4.4	Ensayo de resistencia al desgarro	Tabla 9	UNE HD 605, apartado 2.2.2.3

\* Según apartado 4.2 de esta norma, salvo especificación en contra.

Si el comprador lo solicita, se efectuarán los ensayos 1.1, 1.3, 3.1 y 4.1, limitándose el número de piezas a ensayar al 10% del número total de piezas del pedido.

Previo acuerdo entre el fabricante y el comprador se realizarán todos los ensayos sobre una muestra, siempre que el pedido supere los 15 Km.

# **Anexo A**

## **(Normativo)**

## **Suministro: cierre de las bobinas**

### **A.1 Generalidades**

Aún cuando en la norma se establece que el cierre de las bobinas se realice mediante duelas de madera, Iberdrola podrá admitir otros sistemas.

Para la aprobación de un determinado sistema, el fabricante del cable o, en su caso, el fabricante del sistema de cierre, presentará su o sus alternativas a Iberdrola quien, en caso de que a su juicio sea satisfactorio, lo autorizará y lo incluirá expresamente en la norma NI del cable correspondiente, tal y como a continuación se indica.

#### **A.1.1 Sistemas alternativos aprobados**

##### **A.1.1.1 Sistemas de láminas de fibras de madera (Nolco Flex).**

Constituido por láminas de fibras de madera protegidas con plástico exteriormente, este embalaje resulta hidrófugo y cumple las siguientes características:

- resistencia a la penetración  $> 350 \text{ daN/cm}^2$ .
- resistencia a la flexión  $> 14 \text{ N/mm}^2$ .
- resistencia a la compresión: reducción máxima del espesor de la lámina en un 50%
- cuando se aplican  $15 \text{ daN/cm}^2$ .







2011

2011

Cables y Accesorios para Media Tensión



# Cables y Accesorios para Media Tensión

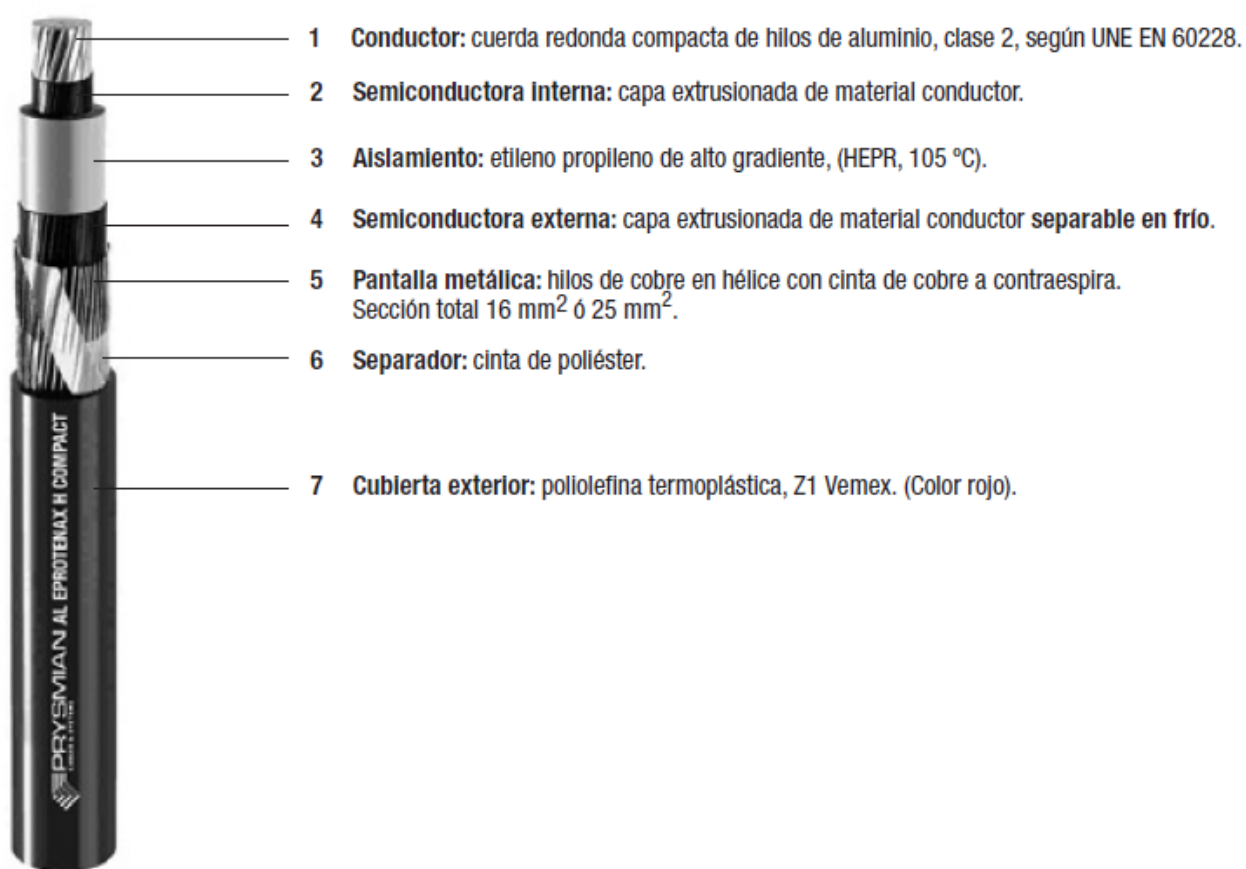
Adaptado al Reglamento de Líneas de Alta Tensión  
(R.D. 223/2008)



## TECNOLOGÍA COMPACT EN CABLES EPROTENAX

La conjunción entre la alta tecnología empleada en la elaboración de los cables de Alta Tensión y la larga experiencia de Prysmian Cables y Sistemas en la formulación de mezclas especiales de EPR han permitido la creación de un aislamiento de aplicación en la Media Tensión a base de Etileno-Propileno de Alto Módulo (HEPR) capaz de trabajar a un alto gradiente (lo que significa menores espesores de aislamiento) y, además, no sólo mantener todas las cualidades inherentes a los tradicionales aislamientos de EPR, sino incluso superarlas. Al poder trabajar a una temperatura de servicio de 105 °C, estos cables tienen la posibilidad de transmitir más potencia que cualquier otro cable de la misma sección. Además, sus menores dimensiones hacen de él un cable más manejable, menos pesado y más fácil de transportar.

(Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2).



# DATOS TÉCNICOS DEL CABLE AL EPROTENAX H COMPACT (NORMALIZADO POR IBERDROLA) AL HEPRZ1

## CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm <sup>2</sup> )	Código	⇒ nominal aislamiento* (mm)	Espesor aislamiento (mm)	⇒ nominal exterior* (mm)	Espesor cubierta (mm)	Peso aproximado* (kg/km)	Radio de curvatura estático (posición final) (mm)	Radio de curvatura dinámico (durante tendido) (mm)
<b>12/20 kV</b>								
1x50/16	20996806	18,1	4,5	25,8	2,5	780	387	516
1x95/16 (1)	20994668	20,9	4,3	28,6	2,7	960	429	572
1x150/16 (1)	20995788	23,8	4,3	32	3	1200	480	640
1x240/16 (1)	20995789	28	4,3	36	3	1600	540	720
1x400/16 (1)	20996809	33,2	4,3	41,3	3	2130	620	826
1x630/16	20034725	41,5	4,5	49,5	2,7	3130	743	990
<b>18/30 kV</b>								
1x95/25 (1)	20020826	25,7	6,7	34,4	3	1330	516	688
1x150/25 (1)	20996810	27,6	6,2	36,3	3	1500	545	726
1x240/25 (1)	20996811	31,8	6,2	40,4	3	1900	606	808
1x400/25 (1)	20996808	37	6,2	45,7	3	2550	686	914
1x630/25 (1)	20993046	45,3	6,4	53,4	3	3600	801	1068

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola

\*Valores aproximados (sujetos a tolerancias propias de fabricación)

## CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

	12/20 kV	18/30 kV
Tensión nominal simple, U <sub>0</sub> (kV)	12	18
Tensión nominal entre fases, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, U <sub>m</sub> (kV)	24	36
Tensión a impulsos, U <sub>p</sub> (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	105	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm <sup>2</sup> )	Intensidad máxima admisible bajo tubo y enterrado* (A)	Intensidad máxima admisible directamente enterrado* (A)	Intensidad máxima admisible al aire** (A)	Intensidad máxima de cortocircuito en el conductor durante 1 s (A)	Intensidad máxima de cortocircuito en la pantalla durante 1 s*** (A)	
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV (pant, 16 mm <sup>2</sup> )	18/30 kV (pant, 25 mm <sup>2</sup> )
1x50/16	135	145	180	4700	3130	4630
1x95/16 (1)	200	215	275	8930	3130	4630
1x150/16 (1)	255	275	360	14100	3130	4630
1x240/16 (1)	345	365	495	22560	3130	4630
1x400/16 (1)	450	470	660	37600	3130	4630
1x630/16 (2)	590	615	905	59220	3130	4630

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV

(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 18/30 kV

\*Condiciones de instalación: una terna de cables enterrado a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K·m/W

\*\*Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C

\*\*\*Calculado de acuerdo con la norma IEC 60949

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm <sup>2</sup> )	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Resistencia del conductor a T máx (105 °C) (Ω/km)	Reactancia Inductiva (Ω/km)		Capacidad (μF/km)	
	12/20 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1x50/16	0,641	0,861	0,132	0,217	0,147	0,147
1x95/16 (1)	0,320	0,430	0,118	0,129	0,283	0,204
1x150/16 (1)	0,206	0,277	0,110	0,118	0,333	0,250
1x240/16 (1)	0,125	0,168	0,102	0,109	0,435	0,301
1x400/16 (1)	0,008	0,105	0,096	0,102	0,501	0,367
1x630/16 (2)	0,047	0,0643	0,090	0,095	0,614	0,095

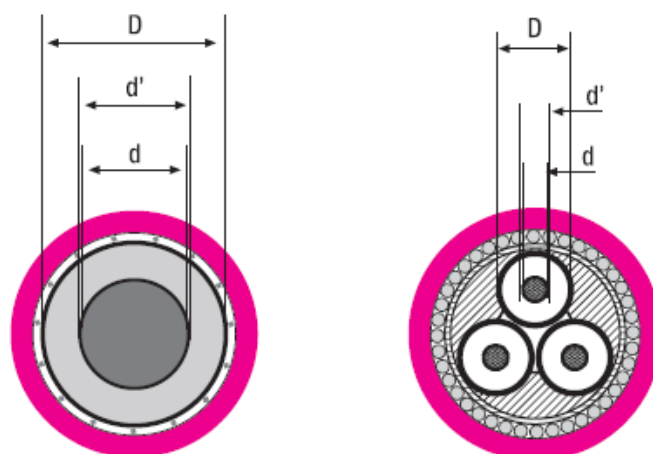
(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV

(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 18/30 kV

NOTA: valores obtenidos para una terna de cables al tresbolillo

## DIÁMETROS BAJO AISLAMIENTO DE CABLES EPROTENAX COMPACT (UNIPOLARES Y TRIPOLARES)

Sección mm <sup>2</sup>	d Cuerda mm	d' Semic. Int. mm	D bajo aislamiento (unipolar y tripolar)						
			1,8/3 kV	3,6/6 kV	6/10 kV	8,7/15 kV	12/20 kV	15/25 kV	18/30 kV
Conductor de Cu									
35	7	8	11	13	14,8	13,8	17	-	-
50	8,3	9,3	12,3	14,3	16,1	15,1	17,9	21,1	25,3
70	9,9	10,9	13,9	15,9	17,7	16,9	19,5	21,9	25,5
95	11,6	12,6	15,6	17,6	19,4	18,6	21,2	23	26
120	13,1	14,1	17,1	19,1	20,9	26,9	22,7	24,5	26,9
150	14,3	15,3	18,3	20,3	22,1	21,5	23,9	25,5	27,7
185	16	17	20	22	23,8	23,2	25,6	27	29
240	18,7	20,1	22,7	25,3	26,9	26,5	28,7	30,3	32,5
300	20,6	22	24,6	27,6	28,8	28,4	30,6	32,4	35,2
400	23,1	24,5	27,1	30,5	31,3	30,9	33,1	35,1	36,9
500	26,4	28,4	30,8	34,8	35,2	35	37,2	39,2	41
Conductor de Al									
35	7	8	11	13	14,8	13,8	17	-	-
50	8,1	9,1	12,1	14,1	15,9	14,9	17,7	20,9	25,1
70	9,8	10,8	13,8	15,8	17,6	16,8	19,4	21,8	25,4
95	11,2	12,2	15,2	17,2	19	18,2	20,9	22,6	25,7
120	12,7	13,7	16,7	18,7	20,5	26,5	22,3	24,1	26,5
150	14	15	18	20	21,8	21,2	23,8	25,2	27,6
185	16,1	17,1	20,1	22,1	23,9	23,3	25,7	27,1	29,1
240	17,9	19,3	21,9	24,5	26,1	25,7	28	29,5	31,8
300	20,6	22	24,6	27,6	28,8	28,4	30,6	32,4	34,2
400	23,1	24,5	27,1	30,5	31,3	30,9	33,2	35,1	37
500	26,3	28,3	30,7	34,7	35,1	34,9	37,1	39,1	40,9



Nota: los valores de d, d' y D son iguales para cables unipolares y tripolares siempre que se trate del mismo material de conductor (Cu o Al), el mismo material de aislamiento (XLPE o HEPR) y la misma sección y tensión. Es decir, por ejemplo un cable de 1x240, 12/20 kV, Al Eprotenax Compact presenta iguales valores de d, d' y D que un cable 3x240, 12/20 kV, Al Eprotenax Compact.

## TABLAS DE DATOS TÉCNICOS DE CABLES EPROTENAX COMPACT

TABLA I

Características mecánicas, físicas y químicas mínimas de la goma etileno propileno de alto módulo (HEPR), según prescripciones de la norma IEC 60502 y UNE-HD 620-9E.

Características	Unidad	HEPR
<b>Mecánicas</b>		
Valores en estado inicial:		
- Carga rotura mínima	N/cm <sup>2</sup>	850
- Alargamiento mínimo	%	200
- Módulo elástico mínimo al 150% de alargamiento	N/cm <sup>2</sup>	450
Después de envejecimiento en estufa de aire:		
- Tratamiento:		
Temperatura	°C	150
Duración	h	168
Variación del valor inicial admitido:		
- Carga de rotura	%	± 30
- Alargamiento	%	± 30
<b>Físicas</b>		
a) Absorción de agua:		
- Método ponderal:		
Temperatura	°C	100
Duración	h	24
- Variación de masa admitida	mg/cm <sup>2</sup>	3
b) Ensayo de resistencia al ozono:		
-Concentración de ozono, en volumen	%	0,025 a 0,030
-Duración del ensayo sin aparición de grietas	h	30
<b>Químicas</b>		
Comprobación de la reticulación:		
- Tratamiento:		
Temperatura	°C	200
Tiempo bajo carga	mín.	15
Esfuerzo mecánico	N/cm <sup>2</sup>	20
- Alargamiento máximo bajo carga	%	175
- Alargamiento permanente máximo después del enfriamiento	%	15

Los ensayos para la comprobación de estas características se realizan según la Norma UNE EN 60811.

TABLA II

Características de las cubiertas PVC y de poliolefinas (VEMEX = DMZ1) de los cables EPROTENAX COMPACT.

Características	Unidades	Cubierta PVC	Cubierta VEMEX (DMZ1) (habitual)
<b>Mecánicas</b>			
a) Sin envejecimiento			
- Resistencia mínima a la tracción	N/mm <sup>2</sup>	12.50	15
- Alargamiento mínimo a la rotura	%	150	500
b) Después de envejecimiento			
Tratamiento:			
Temperatura	°C	100	110 ± 2
Duración	h	168	336
- Resistencia mínima a la tracción	N/mm <sup>2</sup>	-	-
- Variación	%	25	-
- Alargamiento mínimo a la rotura	%	-	300
- Variación	%	± 25	-
c) Después de envejecimiento a cable completo			
Tratamiento:			
Temperatura	°C	100 ± 2	100 ± 2
Duración	h	168	168
- Resistencia mínima a la tracción	N/mm <sup>2</sup>	-	-
- Variación	%	± 25	-
- Alargamiento mínimo a la rotura	%	-	300
- Variación	%	± 25	-
<b>Físico-Químicas</b>			
a) Pérdida de masa			
Tratamiento:			
Temperatura	°C	100	100 ± 2
Duración	h	168	168
- Pérdida máxima:	mg/cm <sup>2</sup>	1.5	0.5
b) Presión a temperatura elevada			
Tratamiento:			
Temperatura	°C	90	115 ± 2
Duración	h	6	6
Coefficiente k	-	0.7	0.7
- Profundidad máxima de la huella	%	50	50
c) Comportamiento a baja temperatura:			
Tratamiento: Temperatura	°C	-15	-30 ± 2
Tipo de muestra: Halterio	-	-	-
- Alargamiento mínimo a la rotura	%	20	20
d) Resistencia al desgarro (con corte)			
Tratamiento: Temperatura	°C	20 ± 5	20 ± 5
- Resistencia mínima	N/mm <sup>2</sup>	10	24
e) Contracción a cable completo			
Tratamiento:			
Temperatura	°C		80 ± 2
Duración	h		5x5
- Contracción máxima	%		7



TABLA II (CONTINUACIÓN)

Características de las cubiertas PVC y de poliolefinas (VEMEX = DMZ1) de los cables EPROTENAX COMPACT.

Características	Unidades	Cubierta PVC	Cubierta VEMEX (DMZ1) (habitual)
Físico-Químicas			
f) Resistencia a la abrasión Tratamiento: Temperatura Masa aplicada Velocidad - Mínimo número de desplazamientos	°C kg m/s -		20 ± 5 36 0.3 ± 15% 8
g) Absorción de agua (método gravimétrico) Tratamiento: Temperatura Duración - Variación máxima de masa	°C h mg/cm <sup>2</sup>	85 ± 2 336 5	85 ± 2 336 0.5
h) Contenido en metales pesados - Contenido en plomo	%	>1	<0.5 (*)
i) Emisión de gases ácidos (corrosividad) - Valor mínimo de pH - Valor máximo de la conductividad	pH μS/mm	3 100	4,3 10
j) Pérdida de las características mecánicas debido a la exposición a la intemperie - Variación máxima de la resistencia a la tracción. - Variación máxima del alargamiento	% %	25 25	15 15

Las características de la cubierta normal corresponden al tipo de mezcla ST2 (PVC) especificado en la Norma IEC 60502.

Las características de la cubierta VEMEX corresponden al tipo de mezcla de poliolefina especificado en la UNE HD 620. Los ensayos para la comprobación de estas características se realizan según la Norma UNE 60811.

(\*) El compuesto utilizado para la cubierta Z1 (VEMEX), no contiene hidrocarburos volátiles ni halógenos, ni metales pesados (excepto una mínima cantidad de Pb en caso de cubiertas con coloración roja).

TABLA III

Resistencia eléctrica máxima en corriente continua a 20°C en  $\Omega/\text{km}$ .



Sección nominal $\text{mm}^2$	R máx $\Omega/\text{km}$	
	Cobre desnudo	Aluminio
10	1.830	-
16	1.150	1.910
25	0.727	1.200
35	0.524	0.868
50	0.387	0.641
70	0.268	0.443
95	0.193	0.320

Sección nominal $\text{mm}^2$	R máx $\Omega/\text{km}$	
	Cobre desnudo	Aluminio
120	0.153	0.253
150	0.124	0.206
185	0.0991	0.164
240	0.0754	0.125
300	0.0601	0.100
400	0.0470	0.0778
500	0.0366	0.0605

Los valores que figuran en la presente tabla están de acuerdo a la norma UNE EN 60228. Los diámetros de las cuerdas son aproximados.

TABLA VII

Resistencia a la frecuencia de 50 Hz (105 °C)

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Resistencia máxima en c.a. y a 105 °C en Ω/km			
	Cables Unipolares 		Cables Tripolares 	
	Cu	Al	Cu	Al
10	2.446	-	2.484	-
16	1.540	2.533	1.566	2.574
25	0.972	1.602	0.991	1.633
35	0.702	1.157	0.715	1.176
50	0.519	0.847	0.528	0.887
70	0.359	0.591	0.365	0.601
95	0.259	0.430	0.264	0.434
120	0.206	0.340	0.209	0.343
150	0.168	0.277	0.170	0.281
185	0.134	0.221	0.137	0.224
240	0.104	0.168	0.105	0.173
300	0.083	0.136	-	-
400	0.066	0.105	-	-
500	0.054	0.089	-	-

Nota: La caída de tensión de la línea para el caso de corriente alterna trifásica, se calcula con la fórmula aproximada:  $\Delta U = \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi)$ . Donde L, en km, es la longitud de la línea. I, en A, es la intensidad de corriente a transportar. (Se recomienda ver ejemplo de cálculo en la página 34).









TABLA VIII  
Reactancia la frecuencia de 50 Hz

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Reactancia X en Ω/km por fase Tensión nominal del cable						
	1,8/3 kV	3,6/6 kV	6/10 kV	8,7/15 kV	12/20 kV	12/25 kV	18/30 kV
Tres cables unipolares en contacto mutuo							
10	0.135	-	-	-	-	-	-
16	0.126	-	-	-	-	-	-
25	0.118	0.125	0.134	0.141	-	-	-
35	0.113	0.118	0.128	0.135	0.140	-	-
50	0.108	0.113	0.122	0.128	0.130	0.140	0.148
70	0.101	0.106	0.115	0.120	0.122	0.130	0.137
95	0.099	0.102	0.110	0.115	0.118	0.121	0.129
120	0.095	0.098	0.106	0.111	0.112	0.118	0.123
150	0.093	0.096	0.102	0.108	0.110	0.115	0.118
185	0.089	0.093	0.100	0.104	0.106	0.110	0.113
240	0.088	0.090	0.097	0.101	0.102	0.106	0.109
300	0.086	0.088	0.093	0.097	0.099	0.103	0.105
400	0.085	0.086	0.091	0.095	0.096	0.100	0.102
500	0.084	0.084	0.089	0.092	0.093	0.096	0.099

TABLA IX

Intensidad máxima admisible (A), en servicio permanente, para cables aislados con HEPR (Eprotenax Compact) sin armadura.

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Tensión nominal					
	105 °C 1,8/3 kV a 18/30 kV					
	(1) 	(2) 	(3) 	(4) 	(5) 	(6) 
Conductores de Cu						
10	-	-	-	-	-	-
16	120	110	105	98	102	94
25	160	145	135	125	130	120
35	195	180	160	150	155	145
50	230	215	190	180	185	170
70	295	265	235	220	225	210
95	355	320	280	260	265	250
120	410	365	320	295	305	285
150	465	415	360	330	340	315
185	535	475	405	375	385	355
240	630	555	470	440	445	420
300	725	635	530	500	-	-
400	840	-	600	565	-	-
500	975	-	680	650	-	-
630	1125	-	765	730	-	-
Conductores de Al						
16	96	85	82	76	78	72
25	125	110	105	95	100	95
35	150	135	125	115	120	110
50	180	160	145	135	145	130
70	225	200	180	170	170	160
95	275	240	215	200	205	190
120	320	280	245	230	235	215
150	360	315	275	255	265	240
185	415	360	315	290	295	275
240	495	425	365	345	345	325
300	565	485	410	390	390	365
400	660	-	470	450	-	-
500	775	-	540	515	-	-
630	905	-	615	590	-	-

- (1) Tres cables unipolares agrupados, instalados al aire.  
 (2) Un cable trifásico, instalado al aire, protegido del sol.  
 (3) Tres cables unipolares agrupados, enterrados a 1 m de profundidad.  
 (4) Tres cables unipolares bajo tubo, enterrados a 1 m de profundidad.  
 (5) Un cable trifásico, enterrado a 1 m. de profundidad.  
 (6) Un cable trifásico bajo tubo, enterrado a 1 m de profundidad

Temperatura del terreno °C: 25  
 Temperatura del aire °C: 40  
 Resistividad térmica terreno K·m/W: 1,5  
 Temperatura del conductor en °C: 105

TABLA X

Diámetros medios aproximados (en mm) de las pantallas constituidas por cintas de cobre.

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Tensiones nominales U <sub>0</sub> /U en kV						
	1,8/3 kV	3,6/6 kV	6/10 kV	8,7/15 kV	12/20 kV	12/25 kV	18/30 kV
10	9.4	11.0	-	-	-	-	-
16	10.3	11.9	12.8	-	-	-	-
25	11.5	13.1	13.9	16.1	-	-	-
35	12.6	14.2	15.0	17.2	16.8	-	-
50	13.9	15.5	16.3	18.5	18.1	19.5	21.9
70	15.5	17.1	17.9	20.1	19.7	21.1	23.5
95	17.6	18.8	19.6	21.8	21.4	22.8	25.9
120	19.1	20.3	21.1	23.3	22.9	24.3	26.7
150	20.3	21.5	22.3	24.5	24.1	25.5	27.9
185	22.0	23.2	24.4	26.6	26.2	27.6	30
240	25.1	26.3	27.1	29.3	28.9	30.3	32.7
300	27.5	28.2	29.0	31.2	30.8	32.2	34.6
400	29.9	30.7	31.5	33.7	33.3	34.7	37.3
500	34.2	35.0	34.8	37.0	37.6	38	41,2

TABLA XII

Intensidad de cortocircuito admisible, en amperios, en pantallas constituidas por una corona de alambres de cobre de diámetro inferior a 1 mm.

Sección de pantalla mm <sup>2</sup>	Duración del cortocircuito, en segundos								
	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
10	5300	3880	3250	2620	1990	1720	1560	1450	1370
16	8320	6080	5090	4110	3130	2700	2440	2270	2150
25	12700	9230	7700	6160	4630	3960	3560	3290	3100

Los datos relacionados en esta tabla han sido calculados de acuerdo con la norma IEC 60949.

## INSTALACIÓN ENTERRADA

1 – Cables enterrados en terrenos con temperatura del mismo distinta de 25 °C:

### COEFICIENTES DE CORRECCIÓN

Temperatura de servicio, $\theta_s$ , en °C	Temperatura del terreno, $\theta_t$ , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105 (Eprotenax Compact)	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90 (Vitalene)	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78

## 2 - Cables enterrados directamente o en conducciones en terrenos de resistencia térmica diferente a 1,5 K-m/W.

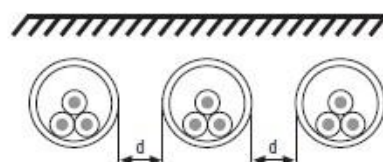
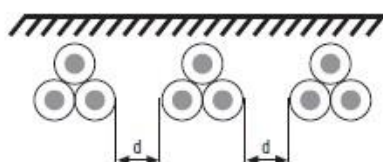
## COEFICIENTES DE CORRECCIÓN

Tipo de instalación	Sección del conductor mm <sup>2</sup>	Resistividad térmica del terreno, K-m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
	400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

## 3 - Cables trifásicos o ternas de cables agrupados bajo tierra.

## COEFICIENTES DE CORRECCIÓN

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos en la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d = 0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	—
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	—	—	—
Cables bajo tubo	En contacto (d = 0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	—
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	—	—	—	—





## Conector separable FORMFIT PMA-2 , PMA-4 , PMR-2 , PMR-4

### DESCRIPCIÓN

TERMINAL ENCHUFABLE 400 A, (hasta 12/20 kV o 18/30 kV)

Tipos:

- Acodados PMA-2 hasta 12/20 kV.
- Acodados PMA-4 hasta 18/30 kV.
- Rectos PMR-2 hasta 12/20 kV.
- Rectos PMR-4 hasta 18/30 kV.

Ref.norma: HD-628 ; HD-629; EN 50181.  
Adaptable en interfase tipo B S/EN-50181.



### COMPONENTES

#### 1- DISPOSITIVO DE FIJACIÓN:

Dispositivo de acero inoxidable que fija el terminal a otros accesorios.

#### 2- PANTALLA SEMICONDUCTORA INTERNA:

Protección semiconductora EPDM que actúa como una jaula de Faraday evitando la ionización del aire ocluido en su interior.

#### 3- PIEZA DE CONTACTO:

Varilla de cobre para la conexión del conductor al equipo.

#### 4- OJAL DE TOMA-TIERRA:

Permite conectar la semiconductora externa del conector a la pantalla del cable.

#### 5- DIVISOR CAPACITIVO DE TENSION:

Permite comprobar la ausencia de tensión en el cable antes de la desconexión de la boma.

#### 6- CAPA SEMI-CONDUCTORA EXTERNA:

Capa semiconductora premoldeada (EPDM) diseñada para dar continuidad a la pantalla del cable. Su conexión a la misma asegura que el conjunto se mantiene al potencial de tierra.

#### 7- CUERPO AISLANTE:

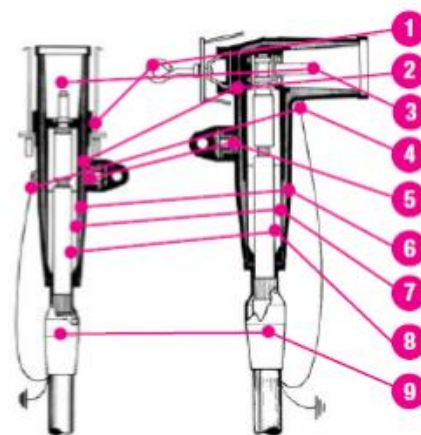
Premoldeado aislante (EPDM) para la reconstitución integral del aislamiento. Mantiene una presión de contacto uniforme entre el reductor y el aislamiento del cable.

#### 8- REDUCTOR:

Premoldeado (EPDM) que permite la total adaptación del accesorio a las diferentes secciones y tensiones de los cables.

#### 9- PROTECTOR TOMA TIERRA:

Componente (EPDM) que asegura la estanquidad y protege la toma de tierra.



PMR - 2 - 400 / 24  
PMR - 4 - 400 / 36

PMA - 2 - 400 / 24  
PMA - 4 - 400 / 36

### CARACTERÍSTICAS

TERMINAL PMR-2-4/400/24 ó 36: La conexión se efectúa mediante un único contacto de cobre o bimetálico, engastado al conductor que constituye el propio vástago que se enchufa al pasatapas.

TERMINAL PMA-2-4/400/24 ó 36: Se utilizan dos piezas de contacto: una de cobre o bimetálica engastada al conductor y otra "universal", roscada a la anterior, que constituye el vástago que se enchufa al pasatapas.

## Conector separable FORMFIT PMA-2 , PMA-4 , PMR-2 , PMR-4

### APLICACIÓN

Diámetro sobre aislamiento (mm)		Tamaño del Reductor	Sección mm <sup>2</sup>	Tensión				
Mín.	Máx.			6/10 kV	8,7/15 kV	12/20 kV	15/25 kV	18/30 kV
15.7	17.7	X	35	--	--	A	--	R
17.1	19.1	Y	50	X	Y		B	
18.4	20.5	Z	70	Y	Z	B	R	
19.9	21.9	A	95	Z	A	R	S	S
21.4	23.5	B	120	A	B			
23.2	28.7	R	150	B	R			
27.6	33.1	S	185	R	S	S		J
31.8	35.3	H	240					
35	44	J						

Sección mm <sup>2</sup>	Tensión				
	6/10 kV	8,7/15 kV	12/20 kV	15/25 kV	18/30 kV
35	--	--	PMA-2-35/24	--	PMA-4-35/36
50	PMA-2-50/12	PMA-2-50/17,5	PMA-2-50/24	PMA-4-50/30	PMA-4-50/36
70	PMA-2-70/12	PMA-2-70/17,5	PMA-2-70/24	PMA-4-70/30	PMA-4-70/36
95	PMA-2-95/12	PMA-2-95/17,5	PMA-2-95/24	PMA-4-95/30	PMA-4-95/36
120	PMA-2-120/12	PMA-2-120/17,5	PMA-2-120/24	PMA-4-120/30	PMA-4-120/36
150	PMA-2-150/12	PMA-2-150/17,5	PMA-2-150/24	PMA-4-150/30	PMA-4-150/36
185	PMA-2-185/12	PMA-2-185/17,5	PMA-2-185/24	PMA-4-185/30	PMA-4-185/36
240	PMA-2-240/12	PMA-2-240/17,5	PMA-2-240/24	PMA-4-240/30	PMA-4-240/36

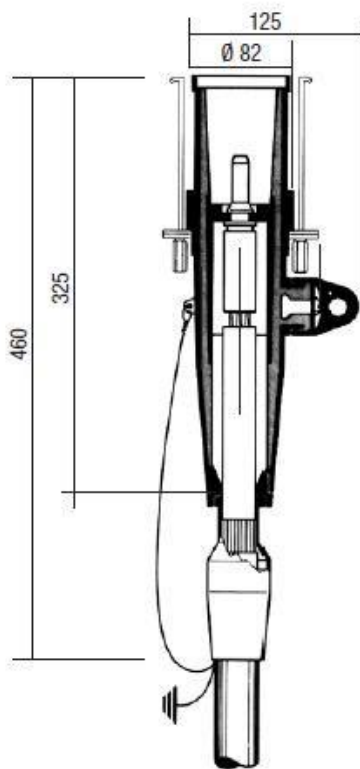
Sección mm <sup>2</sup>	Tensión				
	6/10 kV	8,7/15 kV	12/20 kV	15/25 kV	18/30 kV
35	--	--	PMR-2-35/24	--	PMR-4-35/36
50	PMR-2-50/12	PMR-2-50/17,5	PMR-2-50/24	PMR-4-50/30	PMR-4-50/36
70	PMR-2-70/12	PMR-2-70/17,5	PMR-2-70/24	PMR-4-70/30	PMR-4-70/36
95	PMR-2-95/12	PMR-2-95/17,5	PMR-2-95/24	PMR-4-95/30	PMR-4-95/36
120	PMR-2-120/12	PMR-2-120/17,5	PMR-2-120/24	PMR-4-120/30	PMR-4-120/36
150	PMR-2-150/12	PMR-2-150/17,5	PMR-2-150/24	PMR-4-150/30	PMR-4-150/36
185	PMR-2-185/12	PMR-2-185/17,5	PMR-2-185/24	PMR-4-185/30	PMR-4-185/36
240	PMR-2-240/12	PMR-2-240/17,5	PMR-2-240/24	PMR-4-240/30	PMR-4-240/36

#### NOTAS:

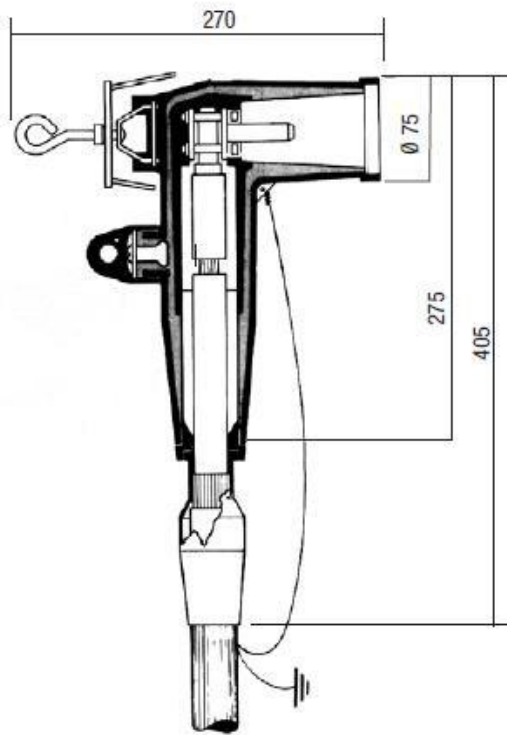
1. Especificar la denominación HEPR cuando el cable sea HEPRZ1. Ejemplo: PMA-2-150/24 A1 HEPR.
2. Especificar si el conductor es de Aluminio. Ejemplo: PMA-2-150/24 A1.

**IMPORTANTE:** Estos Terminales Enchufables son aptos para ser utilizados en cables aislados en papel impregnado, utilizando el kit de adaptación CPI-400.

Para consulta de los diámetros sobre aislamiento en función de la sección y tensión, consultar páginas 41 y 65 para cables Eprotenax y Voltalene respectivamente.



PMR - 2 - 400 / 24  
PMR - 4 - 400 / 36



PMA - 2 - 400 / 24  
PMA - 4 - 400 / 36

# **ANEXO 6**

## **GUÍA PARA LA INSTALACIÓN DE CABLES SUBTERRÁNEOS AT Y BT CANALIZACIÓN Y TENDIDO MECANIZADO EN ZONA URBANA**




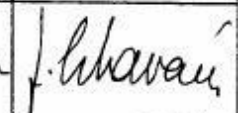
## **GUÍA PARA LA INSTALACIÓN DE CABLES SUBTERRÁNEOS AT Y BT CANALIZACIÓN Y TENDIDO MECANIZADO EN ZONA URBANA**

---

**NORMATIVO:** ☐

**INFORMATIVO:** ☒

**Promotor :**      **INSIS-NOTEC**

ORGANISMO	FECHA	FIRMA	ORGANISMO	FECHA	FIRMA
			NOTEK	97/07/22	
			INSIS	97/07/22	

**GUÍA PARA LA INSTALACIÓN DE CABLES SUBTERRÁNEOS DE AT Y BT  
CANALIZACIÓN Y TENDIDO MECANIZADO EN ZONA URBANA**

**ÍNDICE**

	Página
0 INTRODUCCIÓN .....	3
1 OBJETO Y CAMPO DE APLICACIÓN .....	3
2 TIPOS DE TECNOLOGÍAS SIN ZANJAS.....	3
3 PROYECTO .....	5
3.1 Legislación vigente .....	6
3.2 Definición del trazado.....	6
3.3 Reconocimiento del subsuelo .....	6
3.4 Imagen del suelo.....	6
3.5 Existencia de puntos singulares .....	14
3.6 Trazado definitivo .....	14
3.7 Longitud de los cables .....	14
4 TÉCNICAS DE TENDIDO.....	14
4.1 Técnicas de tendido en la tecnología sin zanja.....	14
4.2 Máquina de tendido.....	15

4.3	Tendido .....	15
5	CONTROL Y RECEPCIÓN DE LA OBRA .....	15

## **ANEXOS**

### **Anexo 1**

- El sistema de taladro guiado Jet Trac de la firma Ditch Witch
- El sistema de perforación controlada de GRUNDO
- El sistema de Underground Research & Maurer Engineering

### **Anexo 2**

- GEOTEC- Estudios y realización de estudios geotécnicos.
- RADIODETECTION - Sistema de información para el control de la perforación guiada

## 0 INTRODUCCIÓN

El sistema es muy interesante, y en algunos casos (como cruces de ferrocarriles y vías muy principales) imprescindible, pero no debemos considerarlo como aplicable de forma habitual, dada su complejidad, especialmente la cantidad de espacio de la vía pública a invadir por la maquinaria durante la realización de la obra. Se hace constar con el fin de evitar posteriores problemas referentes a una exigencia indiscriminada, por parte de la Administración, en todas las canalizaciones, sin tener en cuenta las características que lo hagan aplicable o no.

Actualmente no existe un Reglamento sobre “Condiciones Técnicas y garantías de seguridad en redes subterráneas de alta tensión”, si hay un anteproyecto pendiente de someter a Información Pública por parte de la Administración, en este trámite habrá que solicitar se introduzcan algunas modificaciones para que este método de instalación quede incluido, principalmente en lo que se refiere a la señalización de cables y al relleno de las zanjas; también será necesario revisar la profundidad de tendido.

## 1 OBJETO Y CAMPO DE APLICACIÓN

Este MTDYC es un complemento de los MTDYC's 2.31.01 y 2.51.01 “Proyectos Tipo de líneas subterráneas de AT y BT”, en el que se establecen los criterios y procedimientos a seguir en la canalización sin apertura de zanjas y tendido mecanizado de cables subterráneos de AT y BT en zona urbana.

## 2 TIPOS DE TECNOLOGÍAS SIN ZANJAS

Los sistemas mecánicos para la instalación de cables subterráneos sin apertura de zanjas son conocidos desde hace varios años, pero fue la aparición de los equipos electrónicos de detección de alta precisión lo que permitió que el uso de los topos dirigibles se convirtiera en un método habitual para el tendido de cables sin apertura de zanjas.

Actualmente existen diversos métodos para el tendido de cables sin apertura de zanjas pero Iberdrola ha seleccionado el siguiente :

**2.1 TOPO ELECTRÓNICO DIRIGIDO:** Es el método más preciso y también el más caro de los actualmente utilizados para la instalación de cables subterráneos sin apertura de zanjas, cuando se exige precisión de salida y/o se trata de perforaciones de más de 50 m o en tendidos con ligeras curvas, una máquina dirigida es una gran ventaja.

El topo en su avance se deja controlar y dirigir en perforaciones bajo agua, cruces, largas perforaciones, grandes cruces de carretera, carreteras anchas y terraplenes.

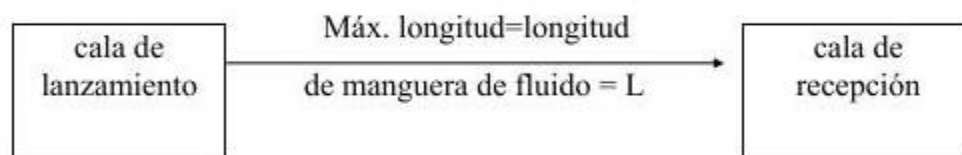
En algunos casos la cabeza perforadora es un yunque de caras inclinadas con un chorro de fluido orientable, en otros es una cabeza perforadora especial con una superficie dirigible, la cual transforma el esfuerzo en ablandar el terreno que se le opone. Cuando se quiere mantener una línea recta, basta con tener la cabeza perforadora en continua rotación. Un continuo control de la perforación es necesario para mantener la dirección y profundidad necesarias.

La información sobre la situación, inclinación y posición de la superficie dirigible de la cabeza perforadora es dada por un emisor situado en la misma al receptor de la superficie.

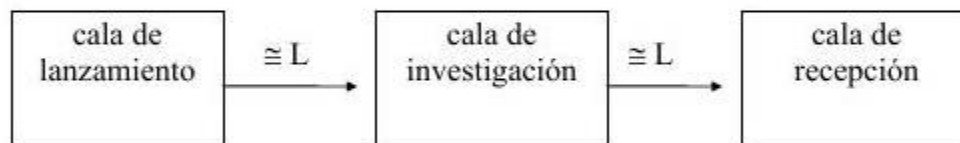
Cuanto mejor sea la información, mejor se podrá reconducir, por eso si las grandes desviaciones son evitadas, el trazo será rectilíneo.

Muchos de estos sistemas de perforación dirigida realizan primero una perforación piloto (guía), y una vez alcanzado el objetivo, es cuando, por medio de un cono expansivo o cabeza fresadora, al retroceder por la perforación piloto, ensancha la perforación al tamaño y forma deseados, a la vez que tiende el tubo. La cabeza perforadora y las consiguientes barras perforadoras a utilizar dependerán de la naturaleza del terreno y del género y calidad de los tubos a tender. Existen distintas posibilidades para la compresión o extracción del terreno, con o sin auxilio de líquido, de manera estática o dinámica o una combinación de ambas, el procedimiento adecuado dependerá de la diferente densidad terreno.

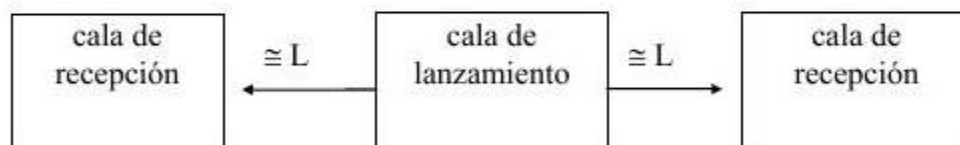
El topo puede operar de diversas maneras, a continuación se describen tres formas



Esquema 1.- Método tradicional



Esquema 2.- Ligadura



Esquema 3.- Uso de dos topes desde un foso o cala de lanzamiento

Obsérvese que el método del esquema 3 reduce significativamente el tiempo de instalación.

Los sistemas son relativamente fáciles de utilizar, no estando reservado su funcionamiento a Empresas altamente especializadas. Los casos de inversión son demostrables y los sistemas posibilitan un rendimiento económico en las obras subterráneas.

Las principales características de los topes electrónicos dirigidos son :

**Fuente de potencia.-** La potencia básica es suministrada normalmente por un generador diesel, el cual a su vez acciona una bomba hidráulica. El par rotacional del taladro mecánico está en el intervalo de 1 a 1,6 kNm. El empuje máximo y retroceso es de 2 a 6 Tm.

**Línea taladradora.-** La línea taladradora está constituida por tramos (secciones) de tuberías de 3 m de longitud, aproximadamente.



Por término medio el diámetro del taladro piloto y los diámetros máximos de los conductos son 55 y 275 mm, respectivamente. La longitud máxima de la tubería instalada de un simple impacto oscila entre 100 y 300 m.

**Sistema de captación.-** El sistema debe ser capaz de dar información en tiempo real de la cabeza perforadora sobre:

- Posición
- El ángulo de giro
- El ángulo de inclinación.
- Profundidad.

Algunos equipos están provistos de sensores remotos y pueden suministrar datos de la temperatura de la cabeza perforadora.

**Sistema de percusión eléctrico .-** Este es un sistema que avisa y protege al operador contra descargas eléctricas involuntarias. Consiste en:

- Jaula de Faraday para operadores.
- Sensores y alarmas para corriente y tensión.

Actualmente se dispone de equipos que además de estas características poseen un martillo de impacto para utilizar en caso de condiciones de terreno duro.

En las figuras 1 y 2 se dan unos croquis del funcionamiento del sistema (equipo de perforación, perforadora, detector, zanja, tendido del tubo de polietileno, etc.).



Figura 1-Proceso de perforación

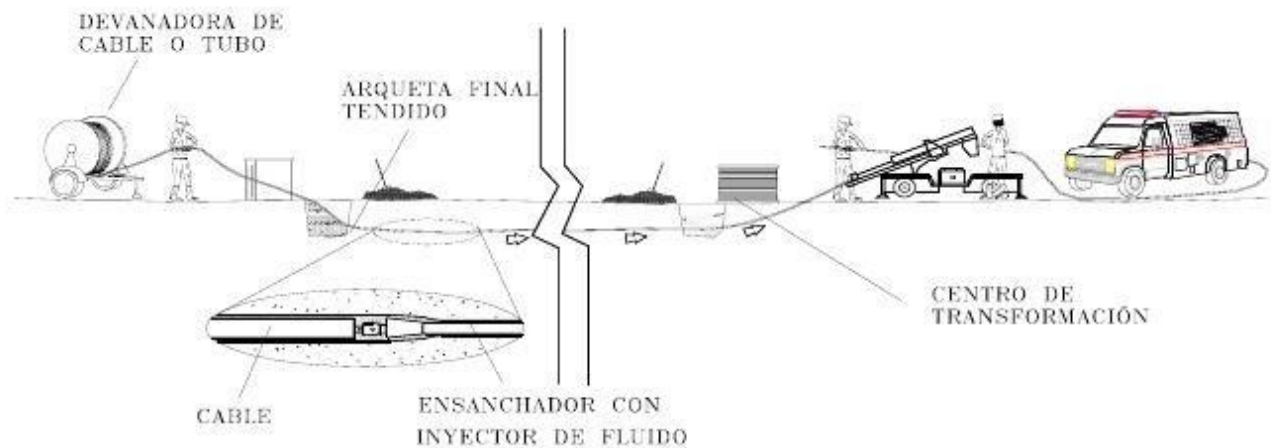


Figura 2 -Ampliación del túnel y tendido del cable o tubo

### 3 PROYECTO

Con independencia del método de instalación elegido, antes del comienzo de la obra debe realizarse un proyecto muy detallado de la obra a realizar. Es muy importante en este tipo de obra que el lugar sea exhaustivamente investigado para localizar la situación de los servicios ( de agua, gas, luz, alcantarillado, etc.) .

Se pueden emplear varias técnicas en esta fase de operación, estas deberían incluir el uso parcial o total de los elementos siguientes:

- Legislación y Normativa Vigentes.
- Planos de servicios de la zona afectada
- Recorrido del terreno para identificar emplazamientos de: agua, llaves de paso, bocas de incendios, emplazamientos de contadores, trazas de zanjas a cielo abierto, etc.
- Utilización de un equipo de localización de cables y tuberías de metal.
- Utilización de un equipo de localización de tuberías no metálicas de agua.
- Sondeo del terreno por radar.
- Excavación de calicatas de prospección

#### 3.1 Legislación vigente

Se tendrán en cuenta las Ordenanzas Municipales y los condicionados impuestos por los Organismos públicos afectados.

#### 3.2 Definición del trazado

Las canalizaciones de cables de MT, salvo en casos excepcionales, discurrirán siempre en terrenos de dominio público, bajo las aceras, evitando ángulos pronunciados; respecto a los cruces de viales, siempre que sea posible, se hará perpendicular al eje de los mismos. El trazado será lo más rectilíneo posible, paralelo en toda su longitud a fachadas de los edificios principales, o en su defecto, a bordillos.

Inicialmente se estudiará y fijará el trazado sobre un plano a escala apropiada. En zonas urbanas se recomienda 1/200. Este trazado para que sea definitivo habrá que someterlo a un reconocimiento sobre el terreno y a un estudio del subsuelo.

### 3.3 Reconocimiento del subsuelo

Constituye un elemento fundamental del éxito de las obras de instalación de cables subterráneos sin apertura de zanjas ya que de este factor depende la buena elección de la máquina de instalación y el tiempo de ejecución

### 3.4 Imagen del suelo

Se realizará un perfil del subsuelo a una profundidad de alrededor de 1,10 m, localizando con precisión en todo tipo de terreno, todo objeto u obstáculo enterrado, con el fin de conocer mejor la naturaleza del subsuelo. Para el desarrollo de esta tarea y con el fin de que los trabajos de restauración sean rápidos y discretos se recurrirá a las técnicas de:

- excavaciones reducidas
- perforación horizontal dirigida

**3.4.1 Métodos de reconocimiento del suelo.-** Los métodos y medios con los que se cuenta son:

**a) Visita in-situ :**

- Observación local del terreno
- Pedir información a las autoridades del lugar, a nuestro personal de explotación de la Zona y a las empresas y colectividades implantadas en el área
- Estudio del mapa geológico

**b) Los sondeos mecánicos :** Permiten conocer puntualmente el subsuelo

- Muestras de sondeo
- Excavadora mecánica
- Barrena motorizada o a mano
- El penetrómetro (aparato de reconocimiento geotécnico in-situ)

**c) Los medios geofísicos :**

La geofísica mide un parámetro físico que suele corresponder a las variaciones de naturaleza del subsuelo o a estructuras geológicas. A continuación se expone un resumen de los métodos más utilizados por las compañías eléctricas y de telecomunicación, en la tecnología sin zanjas:

**Método sísmico:** Este método está basado en la propagación de las ondas en la tierra, esta propagación depende de las propiedades de elasticidad del terreno :

**cuanto más compacto es un terreno,  
mayor es la velocidad de propagación.**



El método sísmico consiste pues en medir los tiempos que tarda una onda en atravesar un terreno.

La sísmica de refracción, se basa en la medida de la velocidad de una onda de choque que se propaga en las capas sucesivas del subsuelo. Los procedimientos de tipo refracción sísmica dan una “imagen” de las distintas capas de terreno por reflexión de ondas en las superficies de contacto o en las discontinuidades.

En teoría, la onda se propaga en línea recta. No obstante cambia de dirección cuando cambia la naturaleza del terreno,

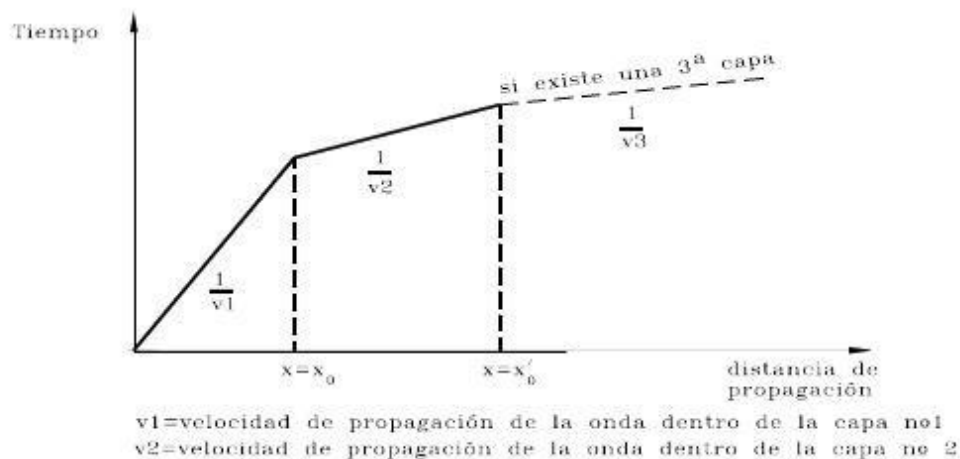


Figura 3 - Curva Tiempo-distancia

En la práctica, el material necesario para esta medida es un sismómetro, un geófono, una masa y una placa metálica.

El sismómetro medirá el tiempo transcurrido entre el impacto de la masa en la placa y la recepción de la onda a una distancia  $X_0$  (1m, 2m, 3m, ..) por un geófono.

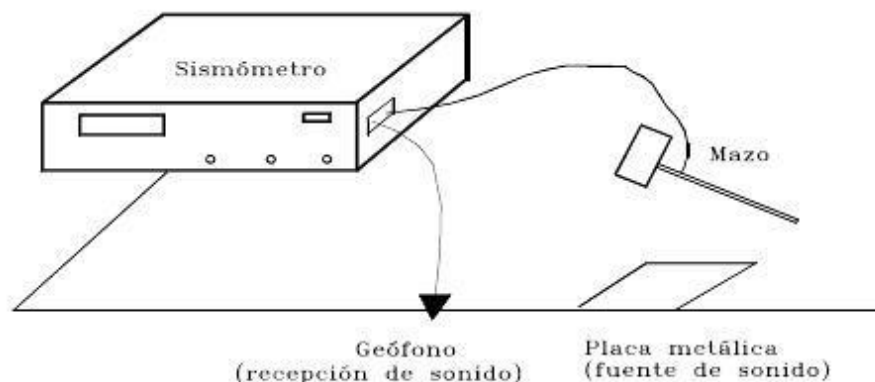


Figura 4- Equipo de medida

NOTA.- Este método es el utilizado por la dirección General de Telecomunicaciones francesa y es recomendado en su especificación técnica DPR 490 del 18 de octubre de 1982 titulada : “Utilización del método sísmico”.

La tabla siguiente es un extracto de este documento y presenta a título informativo una correlación velocidad/terreno

**Tabla 1**

Tipo de rocas	Velocidad (m/s)		Observaciones
	Posibles	Probables	
- Suelo normal	180 - 400	340	- Tipo de tierra vegetal
- Suelo sobreconsolidado	400 - 600	560	
- Suelo en bloques	350 - 700		
- Echadizo	400 - 1400	600	
- Suelo .....	1200 - 2130		
- Aluviones	300 - 450 450 - 900 500 - 1800	350 500 800	- Arenas muy secas - Arena y grava seca - Arena y grava húmeda
- Grava - Cementos	1200 - 2100		
- Arcillas	500 - 1200 900 - 1800		- Presencia silex + agua
- Gres	750 - 1100 1000 - 5000	120 1900	- Poco cemento
- Pizarras blandas	1000 - 2000	1300	
- Marga	350 - 1000	650	
- Pizarra dura	1500 - 500	1800	
- Calcáreo	500 - 4000 800 - 4500 1000 - 5000	950 2400 1500	- Margoso - ..... (fenómeno reflexión compacto)
- Graneis - Gneis	500 - 2200 1500 - 5500	1200 2400	- Alteración
- Cuarcita	1500 - 4000		
- Yeso	900 - 1500 1500 - 4000	1100	- Alteración saneada
- Aire		330	
- Agua	1400 - 1700	1300	

**Medida de la resistividad:** Esta medida consiste en inyectar en el suelo, con la ayuda de 2 electrodos, una corriente eléctrica continua o asimilada con altas frecuencias (80 a 200 Hz), de intensidad continua, y medir entre otros 2 electrodos la ddp resultante. El principio consiste en que una resistividad elevada implica la existencia de una roca dura. El conocimiento de la resistividad permite determinar la dureza del terreno.

La lista siguiente muestra algunos ejemplos:

- Arcilla : algunas decenas de  $\Omega m$
- Rocas compactas : algunos miles de  $\Omega m$
- Rocas descompuestas : algunos centenares de  $\Omega m$
- Yeso : un centenar de  $\Omega m$
- Aluviones de río (sin contaminación de arcilla) : 80 a 800  $\Omega m$ .

Si se llevan a cabo tales medidas puntuales, el análisis de un perfil de gran longitud llevará mucho tiempo. Algunos especialistas han desarrollado un dispositivo, que consiste en un tractor equipado de 4 ruedas electrodos y equipado con un telurómetro que permite la medición continua.

*La medida de resistividad*, es una técnica fiable, pero tiene el inconveniente de que tanto la toma de datos in-situ, como la interpretación de los mismos son de larga duración.

Los medios utilizados son:

- Dispositivo con electrodo de inyección de corriente eléctrica en el suelo (sistema fiable pero la toma de datos es de larga duración).
- Medida continua: técnica que utiliza la inyección de corriente por electrodo (difícil de interpretación).
- Electromagnéticos: La radio magnetotelúrica se libera del estado y de la naturaleza de la superficie del suelo (expuesta a algunas perturbaciones parásitas).

**Método radio magnetotelúrica (RMT):** Es un emisor de radiodifusión, lejano, emite una onda electromagnética de frecuencia  $f$ . Observando en la superficie del suelo los componentes eléctrico y magnético del campo electromagnético resultante. Se deduce la resistividad aparente del subsuelo en un espesor inferior a la profundidad de penetración  $p$  de la onda (que depende de la frecuencia y de la resistividad).

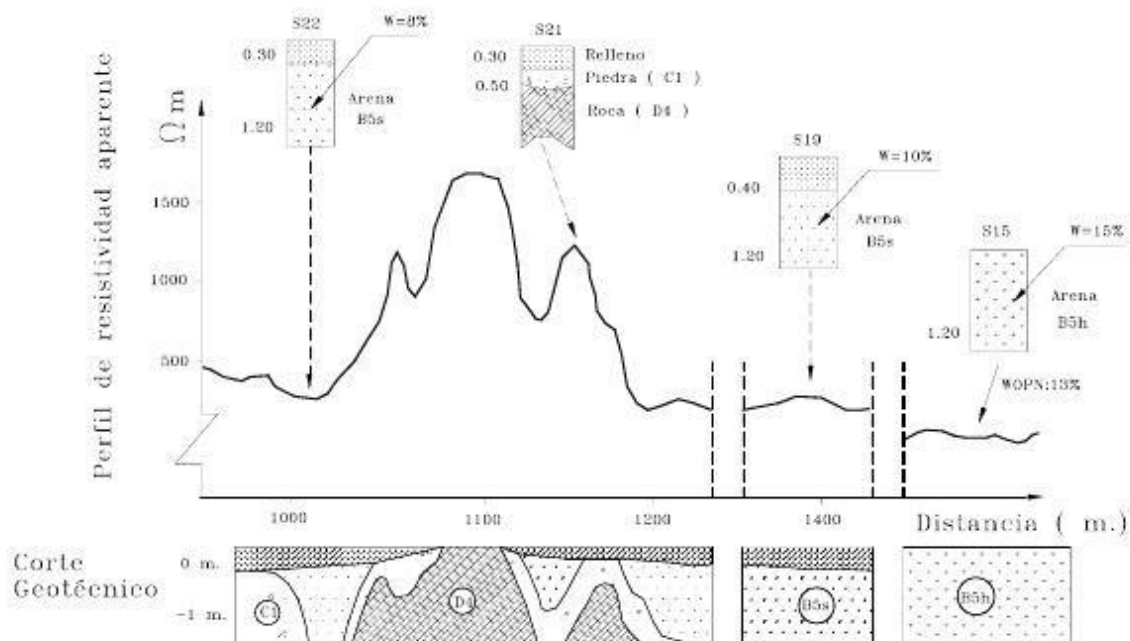


Figura 5- Ejemplo de perfil continuo de resistividad aparente obtenido por la RMT. Incluye otras informaciones geotécnicas puntuales de referencia identificadas por una sonda.

Las capacidades prácticas de este método varían entre 5 y 20 km de perfil por día. Los costes disminuyen en función de la longitud del perfil a estudiar variando de 100 pt/m (para longitudes hasta 4 km) a 70 pt/m (para longitudes >8 km) para la identificación. Si se quiere conocer la posibilidad de reutilizar en terrenos accidentados los costes hay que multiplicarlos por 1,5.

El Laboratorio Central y los Autonómicos (Regionales) de ingenieros de Caminos , han desarrollado un material de fácil empleo para el reconocimiento de los trazados.

**El radar geológico:** El uso del radar geológico está bien adaptado y da buenos resultados salvo en terreno arcilloso o en presencia de agua.

Utiliza la reflexión de las ondas electromagnéticas para la explotación de las capas superficiales del subsuelo.

Las ventajas de este son las siguientes:

- Método de investigación NO destructivo
- Medida continua (2 puntos de medida se desplazan con el aparato)
- Verdadero corte del subsuelo
- Adaptado a los estudios de la ingeniería civil
- Sistema autónomo y portátil

El inconveniente principal es que los resultados todavía son muy dependientes: de la naturaleza el subsuelo, de los obstáculos a localizar y de la experiencia del operador, lo que nos aconseja ser prudentes a la hora de encargar un trabajo y tener presente:

- La flexibilidad del método (10 a 20% de error)
- La experiencia del operador del radar es primordial
- La conveniencia de imponer una obligación de resultados

Cualquiera que sea la técnica empleada, las medidas geofísicas deben completarse con sondeos mecánicos.

Los resultados esperados de los diferentes métodos deberán presentarse en forma de perfil longitudinal geotécnico. Este perfil permitirá distinguir las zonas de los materiales de características diferentes. En la tabla 2 se da una clasificación de los terrenos.

Tabla 2

Grupo Geotécnico	Principales características	Terreno tipos
I. Terrenos movedizos o quebradizos	<p>- Tierra vegetal</p> <p>- Limo</p> <p>- Arcilla</p> <p>- Turba</p> <p>- Potasa</p> <p>- Aluviones</p> <p>- Arena, duna, grava - Escombros</p> <p>- Morena</p> <p>- Roca alterada o muy fracturada</p> <p>- Relleno</p> <p>- Marga calcárea</p> <p>- Pizarra</p> <p>- Calcáreo margoso</p> <p>- Tiza</p> <p>- Toba (piedra)</p> <p>- Yeso</p> <p>- Asperón</p> <p>- Arcilla compacta seca</p>	
II Rocas consistentes y duras	<p>- Rocas rayables por el acero y no resistentes al ácido</p> <p>- Rocas que rayan el acero en bloques de espesor hasta 30 cm</p>	<p>- Calcáreas en placas</p> <p>- Calcáreas .....</p> <p>- Calcáreas en bloques</p> <p>- Calcáreas en gres</p> <p>- Dolomita</p> <p>- Conglomerados calcáreos</p> <p>- Mármol</p> <p>- Silex</p> <p>- Pedernal</p> <p>- Mica-pizarra; y mica silicea</p> <p>- Cenizas volcánicas</p>
III. Rocas muy consistentes y abrasivas	<p>- Rocas que rayan el acero y resistentes al ácido</p>	<p>- Gres</p> <p>- Granito</p> <p>- Diorita y senita</p> <p>- Andesita</p> <p>- Basalto</p> <p>- Obsidiana, lava</p> <p>- Cuarzita</p> <p>- Gneis</p> <p>- Conglomerado silicio</p>

A título informativo se adjunta, en el anexo 1, información sobre algunos sistemas, a utilizar en los estudios geotécnicos, de los existentes en el mercado.

### 3.5 Existencia de puntos singulares

Hay que fijar con exactitud los puntos singulares existentes en el área afectada y estudiar su repercusión en el tendido de la nueva canalización (petición de permisos a las Organismos competentes o a las compañías propietarias) y si es necesario modificar el trazado de la misma. Agrupamos estos puntos singulares en dos tipos:

Eléctricos: Cruces y/o paralelismos con otras canalizaciones eléctricas, puntos de entronque de línea aérea con subterránea, , postes de líneas aéreas de MT y BT, etc.

Físicos: Emplazamiento de obstáculos y de condicionamientos-obstáculos técnicos: cruces y/o paralelismos con ferrocarriles, calles, carreteras, cables de telecomunicación, canalización de agua y gas, alcantarillado, depósito de carburante, etc.

### 3.6 Trazado definitivo

Tomando como base el perfil longitudinal geotécnico obtenido con el proceso anterior y según la naturaleza de los terrenos encontrados y teniendo en cuenta los puntos singulares se fijará el trazado definitivo y la profundidad de tendido. Puede darse el caso que la existencia de obstáculos obliguen a diferentes profundidades de tendido.

**(En este párrafo hay que reconsiderar el tratamiento que se le da a estos tendidos dentro del proyecto tipo y del futuro Reglamento Dicha profundidad no debe ajustarse necesariamente a la fijada en el Proyecto Tipo, en el futuro Reglamento y las Ordenanzas Municipales).** La profundidad de tendido no influye significativamente en la intensidad de corriente admisible por el conductor.

### 3.7 Longitud de los cables

El paso siguiente es determinar la longitud de los cables en las bobinas y el sentido de tendido teniendo en cuenta los puntos singulares del trazado. En las normas particulares de cada cable se dan las longitudes y tipo de bobina normalizados.

## 4 TÉCNICAS DE TENDIDO

### 4.1 Técnicas de tendido en la tecnología sin zanja

Será a decidir por el director de obra y dependerá de las características de la zona, naturaleza y densidad del terreno, longitud de la zona a cruzar, etc. Existen dos posibilidades :

- Instalación previa del tubo y posteriormente tender el cable ó
- Tendido preliminar de los cables en el suelo, y a continuación colocar el conjunto de tubos con los cables instalados por debajo del suelo.

Respecto al tubo se admiten dos variantes :



- Tubo de acero, desnudo en su interior, o forrado por un tubo de polietileno, que mejorará el coeficiente de rozamiento, ó
- Un tubo de polietileno

#### **4.2 Máquina de tendido**

Estas herramientas tienden a cambiar de dirección al chocar con una roca u otro impedimento, para contrarrestar estas desviaciones el operador deberá controlar el avance del topo utilizando un equipo electrónico de detección de alta precisión, es por este motivo por el que en Iberdrola se haya adoptado como el único tipo de topo el Topo electrónico dirigible . A titulo informativo se adjunta, en el anexo 2, información sobre algunos de los tipos de topos electrónicos existentes en el mercado.

Iberdrola podrá exigir un determinado sistema de ejecución, pero generalmente la elección de la maquina será responsabilidad de la contrata

La elección del tipo de maquina de tendido y el equipamiento deberán elegirse de acuerdo con los datos del proyecto ( naturaleza del terreno, esfuerzo de tendido, etc.), especialmente la potencia.

#### **4.3 Tendido**

En lo que se refiere manipulación y ubicación de bobinas, manipulación y tendido en tubo del cable, etc., se ajustarán a lo establecido en el MTDYC 2.33.11 “MANEJO Y TENDIDO DE CABLES SUBTERRÁNEOS HASTA 66 kV”.

### **5 CONTROL Y RECEPCIÓN DE LA OBRA**

Durante la ejecución, el director de obra podrá realizar diversos controles para verificar la correcta realización de los trabajos, tales como: Sondeos longitudinales (cada 500 m por ejemplo) para verificar el buen estado del cable , la correcta profundidad de tendido, estos sondeos estarán comprendidos en el precio de oferta y se pagarán cuando los resultados sean satisfactorios. Deberán ser efectuados en presencia del jefe de obra y de un representante de la contrata. Si no son satisfactorio, todos estos trabajos serán a cargo de la contrata.

Verificación de las características eléctricas de las obras realizadas. Las verificaciones y ensayos a realizar en los cables subterráneos, antes de ser conectados a la red, serán los indicados en el MTDYC 2.33.15 “RED SUBTERRÁNEA DE AT Y BT. COMPROBACIÓN DE CABLES SUBTERRÁNEOS”.

La recepción de la obra se hará tal como se precisa en los MTDYC’s 2.33.26 y 2.53.26 “RECEPCIÓN DE INSTALACIONES. LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE AT Y BT”.



**MTDYC 2.33.12**

**FECHA :Julio, 1.997**

MANUAL TÉCNICO DE DISTRIBUCIÓN Y CLIENTES

**ANEXOS**



## **ANEXO 1**

### **El sistema de taladro guiado Jet Trac de la firma Ditch Witch**

El sistema de topo dirigido Jet Trac de la firma Ditch Witch. Es un sistema de taladro muy rápido y adaptable a una extensa gama de tipos de terrenos.

Consiste en un sistema compacto de taladro accionado mediante fluido que facilita los trabajos de tendido sin zanjas tanto en terrenos blandos como duros, además ofrece ventajas tanto de fácil manejo como en el ahorro de tiempo y dinero, lo que supone una posible alternativa respecto a otros métodos de excavación.

El sistema Jet Trac minimiza el impacto ambiental debido a que constituye un método de perforación de lanzado de superficie lo que reduce los altos costes de reposición del emplazamiento. Además de esto permite que el tráfico rodado no se detenga y no causa deterioro en la superficie de las carreteras, aceras o jardines.

La preparación del sistema Jet Trac es rápida y fácil con lo que se ahorra tiempo. La unidad del Jet Trac es muy ligera y permite una fácil descarga del camión de transporte y una fácil maniobrabilidad hasta el emplazamiento de la obra. Se puede comenzar a perforar en un periodo de 15 minutos después de la configuración /establecimiento de la máquina. El tamaño compacto de este taladro permite mover la unidad en lugares de difícil acceso y trabajar en emplazamientos inaccesibles para grandes unidades de perforación.

Permite perforar distancias de 120 m o más, y en comparación con otros sistemas de taladro los controles de funcionamiento del Jet Trac son de más fácil manejo y aprendizaje, lo que hace de este sistema el idóneo para obtener una alta productividad con un mínimo trabajo.

### **El sistema de perforación controlado de GRUNDO**

Lo presentan como el método idóneo cuando se exige precisión en la salida y para perforaciones de más de 50 m o en tendidos con ligeras curvas. Son como cohetes subterráneos que se dejan controlar y dirigir en perforaciones bajo agua, cruces, largas perforaciones, grandes cruces de carretera, autopistas y terraplenes. Estos sistemas dirigidos, tienen una cabeza perforadora especial con una superficie, dirigible, la cual transforma el esfuerzo en ablandar el terreno que se le opone. Esto basta para hacer las correcciones necesarias en todas direcciones, cuando la posición de la cabeza esté fijada en un sentido.

Cuando se quiere mantener una línea recta, basta con tener la cabeza perforadora en continua rotación. Un continuo control de la perforación es necesario para mantener la dirección y profundidad necesarias.

La información sobre la situación, inclinación y posición de la superficie dirigible de la cabeza perforadora es dada por el emisor situado en la misma al receptor de la superficie. Cuando mejor sea la información, mejor se podrá reconducir, por eso si las grandes desviaciones son evitadas, el trazo será rectilíneo.

En general estos sistemas de perforación dirigida realizan primero una primera perforación piloto, y una vez llegado a la meta se sustituye la cabeza perforadora por un cono expansivo o cabeza fresadora, que en su retroceso por la perforación piloto, ensancha al diámetro deseado a la vez que tiende la tubería. El género y calidad de los tubos a introducir, determinan la cabeza perforadora a utilizar las consiguientes barras perforadoras y también el mínimo radio de curva permitido. La diferente densidad del cambiante terreno, exige un proceder adecuado para la compresión o extracción del terreno con o sin auxilio de líquido, de manera estática o dinámica o una combinación de ambas.

Disponen de tres versiones distintas:

**GRUNDOJET:** Es un sencillo y liviano perforador, trabaja sin energías de martinete, solo con asistencia de fluido y está indicado para arenas homogéneas -terrenos de barro y arcillosos- con pocas capas de piedra. La puesta en marcha se hace desde la superficie. GRUNDOJET existe según necesidades en distintas versiones, con distintos grados de fuerza estática de empuje y tiro y correspondientes regímenes de vueltas.

**GRUNDOMOLE:** Es el topo indicado para terrenos pedregosos y gruesos, como cantos rodados, grava, escombros y mezcla de todos ellos, en diámetros hasta 150 mm, exige un procedimiento dinámico de martinete por compresión del terreno. Tales terrenos se dejan perforar de forma eficaz y racional con los cohetes. GRUNDOMOLE tiende controlada y dirigiblemente tuberías de hasta 150 mm de diámetro en una curva de radio de 45 m, con la ventaja de la combinación de un cohete propulsado dinámicamente y la propulsión hidrostática.

GRUNDOHIT: Este sistema puede utilizarse tanto en terrenos blandos como pedregosos y de muy difícil compresión hasta DN 100/150 mm. El principio de funcionamiento es igualmente un cohete golpeado dinámicamente. Sin embargo, en caso de necesidad, puede recibir ayuda hidrostática de empuje o simplemente empujado a presión. El sistema de empuje no se encuentra en la cabeza perforadora, sino fuera de la perforación en una plataforma de empuje. Por esto, la cabeza perforadora y los tubos de perforación pueden ser relativamente pequeños (sólo 40 mm de diámetro), pero la fuerza de empuje puede emplearse con igual intensidad. La perforadora cabe en una zanja inicial de 2x1 m, pero puede también, con una inclinación ajustable de la plataforma de empuje, funcionar sin zanja inicial.

Según necesidades, estado del terreno y dirección a mantener, la cabeza perforadora es fácilmente cambiable y esto es óptimo para adaptarse a cada terreno y trabajo a realizar.

**Underground Research & Maurer Engineering.** Estas empresas han desarrollado conjuntamente una nueva tecnología de taladro horizontal dirigido de alcance medio cuyo objetivo primordial es reducir los costes de instalación. Como complemento a este sistema ha desarrollado, para casos especiales, un sistema de perforación dirigido y de tendido de cables de un solo tramo de gran longitud y a gran profundidad. Presentan sus sistemas como los más indicados para cables de distribución de tensiones superiores a 6 kV y también para conducciones de gas natural, agua, alcantarillado y telecomunicaciones, y para todas aquellas instalaciones que requieran perforaciones de diámetro superior a 50 cm y longitudes de 300 m, particularmente cuando se tienen que afrontar problemas de entorno.

La torre de perforación horizontal dirigida de Underground Research realiza primeramente una perforación piloto en el primer recorrido realizando posteriormente un segundo recorrido en retroceso por esta perforación piloto, el diámetro y la forma deseados a la vez que tiende la tubería de polietileno.

Este equipo tiene una capacidad de empuje y retroceso de 45000 N y perfora el terreno usando una serie de tuberías de acero de 3 m de longitud. Puede realizar perforaciones de 450 m y con un diámetro superior a 90 cm.

Esta tecnología proporciona un modo de explotación subterránea con un coste eficaz y está particularmente indicada en entornos urbanos altamente poblados y se espera que su uso se haga frecuente en los próximos años.

## Ejemplos

A continuación se incluyen, a título de ejemplo, tres tendidos realizados por diversas compañías, y un proyecto de Iberdrola para el cruce subterráneo del río Tajo:

### 1)-Línea subterránea a través del valle de Nacoochee.

Entre los proyectos importantes llevados a cabo por estas compañías, con la tecnología de perforación guiada, cabe destacar el tendido, realizado en 1993, de una línea subterránea de 115 kV para la compañía Georgia Power con una longitud de 750 m, de un solo tramo (sin empalmes) y entubada con tubos de polietileno, a través del valle de Nacoochee, ocupado por un antiguo cementerio Cherokee y lugar de ceremonias y de una zona de alto valor turístico del norte de Georgia. Todo esto hacía imposible la utilización de las técnicas convencionales de excavación usando barrenos ya que se corría el riesgo de provocar un gran impacto en el suelo del valle .

Tuvieron que subsanarse, además de los problemas que planteaba el evitar daños irreparables al entorno, diversos problemas de tipo geológico, como era la existencia de una capa freática de 0,9 m a 2,1 m y la existencia de una franja de cantos rodados debajo de la zona superficial, que harían imprescindible, entibar las zanjas en ambos lados y bombear importantes cantidades de aguas subterráneas, con el encarecimiento que ello supone. Para evitar estos inconvenientes se optó por tender a mayor profundidad pasando por debajo de la capa freática, para lo que fue necesario desarrollar una torre de perforación horizontal que podía perforar el terreno a esa profundidad y distancias superiores a 300 m .

El consulting elaboró un plan de trabajo para perforar 500 m a lo largo del valle en 4 etapas, con la absoluta seguridad de no perturbar los lugares sagrados ni dañar el entorno. Este plan fue aceptado por la empresa, por la Asociación de la comunidad Nacoochee y la comunidad local Cherokee. EL plan requería reunir un equipo de proyecto capaz de implementar todas las nuevas tecnologías sobre perforación guiada.

El plan consistía en instalar una tubería de polietileno de 25 cm diámetro a lo largo del perfil trazado y posteriormente tender el cable en el interior del tubo.

Primeramente se excavaron pequeña calas con una separación de 30m para inspeccionar las condiciones del terreno, lo que sirvió para decidir el lugar donde excavar 3 pozos de perforación de aproximadamente 2,4 x 1,2 m cada uno, para sujeción de la torre de perforación. Los emplazamientos de los pozos fueron inspeccionados con sistema de radar capaz de penetrar el terreno con el fin de cerciorarse que los terrenos no tenían importancia desde el punto de vista arqueológico.

Como precaución adicional un equipo de arqueólogos realizó algunas pruebas adicionales y supervisó la excavación. estas pruebas consistían en excavar manualmente en los pozos hasta una profundidad de 10 cm y pasar toda la tierra extraída a través de un tamiz con una malla de 0.6 cm, buscando cambios en el suelo y registrando y etiquetando cualquier artefacto que se encontrase. A continuación excavaban otros 10 cm de profundidad y tamizaban de nuevo y así sucesivamente hasta que alcanzaron el fondo del pozo. El sistema de perforación utilizado



realiza primero una perforación piloto y cuando se ha llegado al objetivo, se cambia la cabeza perforadora por un cono expansivo o cabeza fresadora, que al retroceder por la perforación piloto, amplía hasta el diámetro deseado a la vez que tiende el tubo de polietileno.

Los 210 primeros metros del primer tramo son el cruce del río Chattahoochee y los 27 m restantes discurren en la colina con una pendiente de 20°, el terreno en la colina es predominantemente roca arcillosa/pelita caliza roca, cuarzo y bloques de cantos arenosos. El segundo y tercer tramos atraviesan el valle Nacoochee, 270 m de cantos rodados la mayor parte rocas de 2 a 15 cm de diámetro y alguna hasta de 60 cm. El cuarto tramo de 240 m cruza la autopista estatal número 75 a través de un terreno arcilloso, piedra arenosa y granito blanco. Para evitarse el coste que supone el extraer los cantos rodados se hizo necesario la utilización de un equipo perforador especial equipado con una broca taladradora con capacidad de taladrar la zona de cantos rodados, esta broca consiste en una única cabeza de carburo con capacidad de orientación que puede penetrar y orientarse a través de cantos rodados de un diámetro de 5 cm a 30 cm, esta broca no existía en el mercado por lo que su desarrollo supuso otra innovación.

El método convencional de localización de la cabeza perforadora consiste en montar un radio transmisor o sonda en la cabeza perforadora y su funcionamiento necesita que se recorra todo el trazado por la superficie con un dispositivo sensor. Aproximadamente cada 3m el operador de la perforadora tiene que parar y esperar al portador del sensor para localizar la cabeza del taladro. Para trabajar a esta profundidad y en las condiciones del proyecto fue necesario desarrollar un el nuevo sistema para localizar la cabeza taladradora. Esta nueva tecnología es conocida como Accunav, que consiste en transmitir sus señales directamente al operador a través de fibra instalada en el taladro. Cada 2 s el sistema le suministra al operador la localización/posición de la cabeza perforadora y almacena la información en un pequeño ordenador portátil que permite levantar un perfil de la excavación.

También se utilizaron sondas convencionales pero no se podía confiar en ellas, ya que solamente proporcionan señales precisas hasta profundidades de 4m a 6m y en algún punto de la colina se alcanzaban los 12 m. otro inconveniente es que cuando se taladraba roca dura, el calor causado por la fricción sobrepasaba el límite de temperatura de 140 °C de una sonda y la destruía.

El Accunav está basado en una tecnología desarrollada para misiles crucero. Dos bancos de sensores determinan su localización: un magnetómetro triaxial que capta su orientación relativa al campo magnético terrestre y tres acelerómetros equilibrados que trazan su posición basándose en el campo gravitacional terrestre.

Todo lo anterior trata de la perforación y el tendido del tubo de polietileno. A continuación exponemos las innovaciones tecnológicas utilizadas en el tendido de los tres cables. En principio hubo que evitar las oscilaciones del cable al desenrollarlo de la bobina, para lo cual se controlaron estas con un nuevo tipo de poleas. Para reducir la fricción entre la guía de acero utilizada para tirar del cable y el tubo de polietileno se cubrió la guía con un tubo de Kevlar resbaladizo. También se lubricaron los cables -en cada pozo de perforación se hizo un pequeño agujero en el tubo de plástico y con la ayuda de una bomba se inyectaba lubricante a intervalos determinados. Por primera vez se emplearon métodos de empuje de cables, lo que permitía reducir el retroceso y tender longitudes mayores; y por último la innovación más

sorprendente fue el uso de dinamómetros; que medían la tensión en cada uno de los tres cables tanto en la cabeza, como en el cabrestante y en los mismos carretes que soportaban el cable. Según el fabricante los cables estaban calculados para resistir una tensión de 8325 Kg y los cálculos previstos daban una tensión máxima de 5625 Kg, por último los dinamómetros registraron una tensión final de 3825 Kg. El tendido fue realizado sin ninguna dificultad y por primera vez se tendieron tres cables de longitud 5 veces la habitual, lo que constituyó un existo más a añadir a los obtenidos en esta obra.

A continuación se muestra un croquis del tendido:



Figura 1A-Perfil del terreno y trazado del tendido del cable en el valle Nacoochee

## 2)-Línea subterránea bajo el cauce del río Garona.

El enlace se compone de 2 tramos, un tramo aéreo de 40 km en simple circuito desde Cissac hasta la orilla derecha del Garona y otro tramo subterráneo hasta Marquis.

El tramo subterráneo comprende la travesía bajo el cauce del Garona (1160 m) y el resto es una línea subterránea de tipo convencional (1100m).

### 2.1 Enlace subterráneo y especificaciones del cable.

La técnica de tendido bajo el cauce del río precisa la fabricación de un cable sin empalmes, con una longitud de 1160 m. Los métodos empleados en la manipulación del cable y las obligaciones de transporte por carretera obligan a la utilización de un cable ligero.

La solución adoptada consiste en instalar 2 circuitos en paralelo con conductores de Al de 630 mm<sup>2</sup> de sección, cuya capacidad de transporte sea la misma que la de la línea aérea. La pantalla de plomo de espesor reducido corresponde a las condiciones reales de la red (la corriente de cortocircuito homopolar es de 10 kA-0.5 s en la actualidad y se prevé su crecimiento hasta un máximo de 15 kA-0.5 s en varios años).

En el tendido terrestre de tipo convencional, se emplean empalmes de tipo prefabricado en caucho EPDM.

En la siguiente tabla se indican las principales características del cable :

Tensión asignada	130/225 kV
Sección	Al-630 mm <sup>2</sup>
Aislamiento	Polietileno de baja densidad con un espesor de 22 mm
Pantalla metálica	Pb de espesor 2 mm
Cubierta	Polietileno de baja densidad con un espesor de 3.8 mm
Diámetro del cable	93 mm
Peso	13.1 kg/m

Tabla I- Características del cable empleado (Garona).

## 2.2 Elección del método de tendido.

En el tramo bajo el cauce del río, la empresa EDF decidió instalar cada circuito en un tubo de acero. Los problemas de instalación del tubo y del tendido de los cables se estudiaron en colaboración con HDI y SPIE-TRINDEL.

El cálculo teórico de los esfuerzos de tendido conduce a unos valores demasiado elevados, por tanto se ha juzgado conveniente operar en tres etapas:

- Tendido de los tubos de 1100 m de longitud aproximadamente, uno por cada circuito, en el punto donde se va a realizar el cruce del río Garona y perpendicularmente a su cauce, ya que el lugar lo permite.
- Tendido de los cables en el interior de los tubos.
- Se sustituye la cabeza perforadora por un cono expansivo, con lo que al retroceder por la perforación realizada se amplía el diámetro y se tiende el conjunto formado por los dos tubos con los cables eléctricos y un tercer tubo para telecomunicaciones

El tubo de acero elegido tiene un diámetro interior de 23 cm y lleva un revestimiento exterior aislante. La relación entre el diámetro interior y el diámetro exterior del cable es de 2,458. El tubo se suministra en tramos de 11 m de longitud aproximadamente, la unión de tramos se realiza con soldadura por arco in situ, con reconstrucción del revestimiento aislante de la cubierta metálica.

## 2.3 Tendido de los cables en el tubo horizontal.

El tendido de los cables en el tubo horizontal, se efectúa con ayuda de un cabrestante colocado en uno de los extremos; en el otro extremo, se instalan rodillos de tendido motorizados y sincronizados entre sí, entre cada bobina y la entrada de los tubos, con el fin de disminuir los esfuerzos de tracción. El esfuerzo de máximo de tendido ejercido sobre los tres cables es de 11 Tm (con empleo de lubricante con base de agua).

## 2.4 Perforación y tendido del conjunto formado por tubos y cables.



La compañía HDI, instaló el conjunto formado por los dos tubos con los cables eléctricos y un tercer tubo para telecomunicaciones, utilizando una tecnología empleada en la industria petrolífera. Dicha operación no afecta a la vida útil de los cables.

### 2.5 Ensayo de cubierta, posterior a la instalación.

El ensayo después de la instalación, consistente en aplicar 20 kV de tensión continua durante 15 minutos, puso en evidencia un defecto en la cubierta de uno de los cables de un circuito. Esto condujo a la retirada de los cables de uno de los tubos y a su posterior sustitución por otros tres.

A modo informativo se indican los esfuerzos máximos de tendido necesarios en estas operaciones:

- Esfuerzo máximo de tendido empleado en la retirada de los cables del tubo 11 Tm
- Máximo esfuerzo de tendido de los cables en el interior tubo 4.5 Tm

En la operación de tendido de los cables en el interior del tubo, se empleó agua y un lubricante especial.

Los dos enlaces se encuentran en servicio en la actualidad. La instalación final del tendido bajo el cauce corresponde al esquema siguiente:

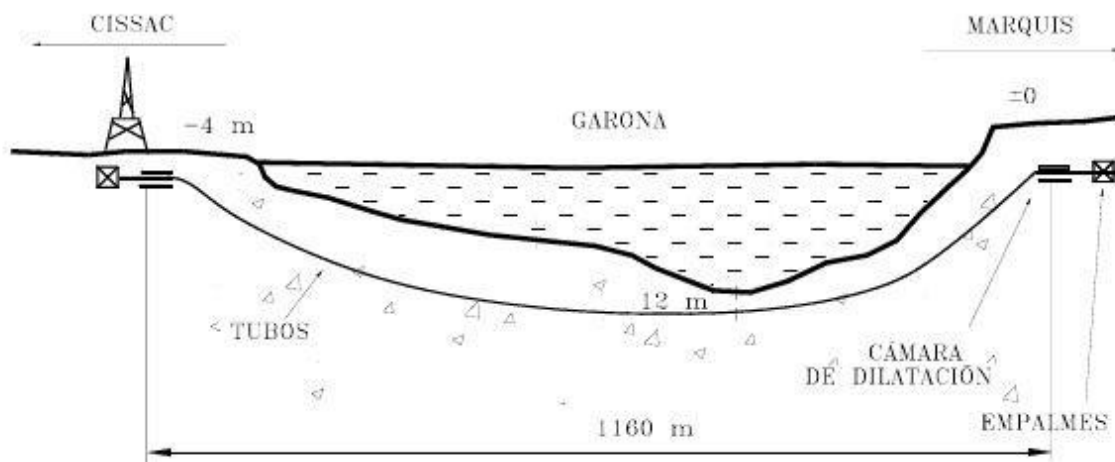


Figura 2A-Tendido del cable subterráneo en la desembocadura del río Garona (Francia).

## 3)-Línea subterránea bajo el cauce del río Sena.

### 3.1 Características del enlace.

El enlace se compone de dos tramos, un tramo aéreo de 8.7 km en doble circuito entre Vaupalière y Dieppedalle, y un tramo subterráneo hasta Grand-Quevilly.

### 3.2 Enlace subterráneo y especificaciones del cable.

Los cables fueron dimensionados con una capacidad de transporte igual a la de la línea aérea.

Las características principales del enlace y del cable se indican en la Tabla II.

Número de circuitos	2
Longitud del enlace	800 m de los cuales 400 son de tendido bajo el río
Tensión asignada	130/225 kV
Sección del cable	Cu-1200 mm <sup>2</sup>
Aislamiento	Polietileno de baja densidad de espesor 22 mm
Pantalla metálica	Cubierta de plomo con un espesor de 2.8 mm
Cubierta	Polietileno de baja densidad con un espesor de 4 mm
Diámetro del cable	110 mm
Peso	27.8 Kg/m

Tabla II- Características del cable empleado (Sena)

### 3.3 Elección del método de tendido.

Con la experiencia acumulada en el tendido del río Garona, se instalaron los tubos bajo el río y posteriormente se tendieron los cables en el interior de estos. Para este enlace se realizaron dos perforaciones con una separación relativa 10 m aproximadamente.

### 3.4 Tendido de los cables en el interior de los tubos.

Los tubos elegidos tienen un diámetro interior de 30 cm, con una relación de 2.77 entre su diámetro interior y el diámetro exterior del cable. Al igual que en el enlace bajo el río Garona, los tubos se suministran en tramos de 11 m, la unión de tramos se realiza con soldadura por arco in situ, con reconstrucción del revestimiento aislante de la cubierta metálica.

Las pruebas preliminares al tendido de los cables, mostraron que uno de los dos presentaba una deformación importante, necesitando una funda de polietileno de espesor reducido.

El tendido de los cables en cada uno de los tubos se efectúa con ayuda de un cabrestante situado en uno de los extremos; en el otro extremo se instalan, entre cada bobina y la entrada del tubo, unos rodillos de tendido motorizados y sincronizados entre sí, con el fin de disminuir los esfuerzos de tracción.

Durante el tendido, los tubos se rellenan con agua y los cables se lubrican a la entrada del tubo.

Los esfuerzos máximos de tendido son los siguientes:

- 11 Tm para el tendido de los cables en los tubos de acero
- 5 Tm para el tendido de los cables en el tubo de acero forrado con polietileno

### 3.5 Ensayo de cubierta posterior a la instalación.

El ensayo se efectúa aplicando 20 kV de tensión continua durante 13 minutos, sin presentar ningún defecto. La instalación final del tendido bajo el cauce corresponde al esquema siguiente:

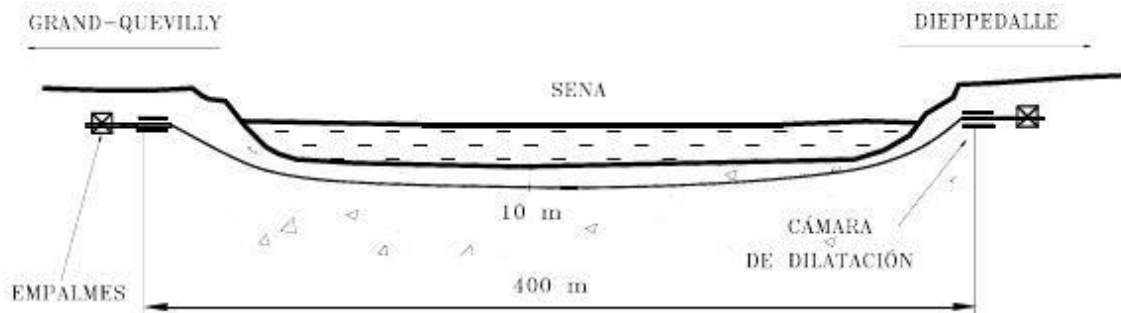


Figura 3A-Tendido del cable subterráneo en la desembocadura del río Sena (Francia).

#### 4)-Cruce del río Tajo con una línea subterránea de 20 kV

Este es solamente un proyecto que se preparó para la zona de Toledo, aún sin realizar:

Con motivo de una nueva alimentación a la ciudad de Toledo desde la ET Toledo, se proyecta la construcción de una línea de 20 kV, el trazado de esta línea atraviesa el río Tajo y LA Comisaría de Urbanismo exige que este cruce se haga en subterráneo.

La descripción de esta alimentación es la siguiente:

- La alimentación consta de dos partes, una aérea, de 4 km de un circuito LA 110, desde la ST hasta la margen izquierda del río Tajo y otra subterránea hasta el CT, con una longitud aproximada de 1km.

El tramo subterráneo incluye el cruce del río Tajo, este tramo tendrá un longitud aproximada de 150 m y se realizará en las condiciones que se detallan en el croquis siguiente

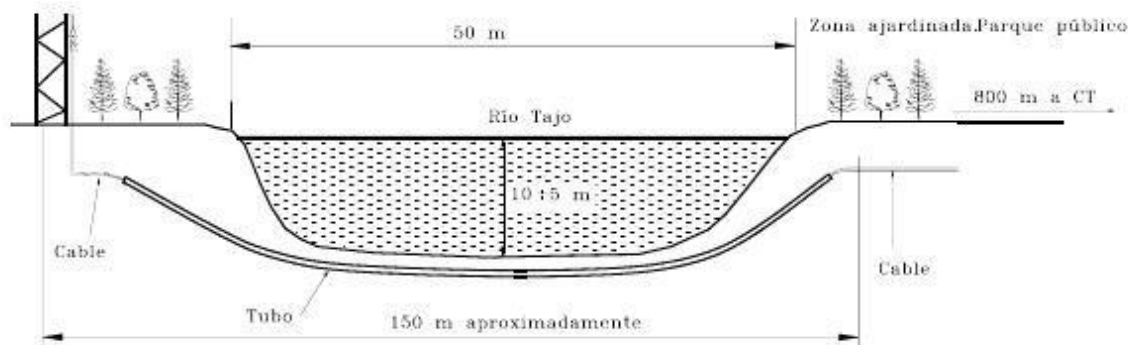


Figura 4A-Tendido del cable subterráneo en el río Tajo

NOTA.- En esta zona del río se realizan operaciones de dragado periódicamente.

#### 4.1 Conductores.

En lo que respecta al cable se ha examinado la problemática que presenta la línea y previa consulta a los fabricantes proponemos dos posibles soluciones :

1ª-Instalar en estos 150 m un cable trifásico. Tipo subacuático de 3x120 mm<sup>2</sup> y 12/20 kV. S/ UNE 21-123 de las características siguientes:

- Conductores de cuerda circular compacta de hilos de cobre estañado, clase 2. y de 120 mm<sup>2</sup> de sección (la equivalente al 159 mm<sup>2</sup> de Al)
- Semiconductora interna : una mezcla extrusionada conductora
- Aislamiento de EPR.
- Semiconductora externa : una mezcla extrusionada conductora
- Pantalla metálica: Cintas de cobre estañado
- Reunión de las tres fases.

Rellenos.

Asiento de la armadura a base de material fibroso

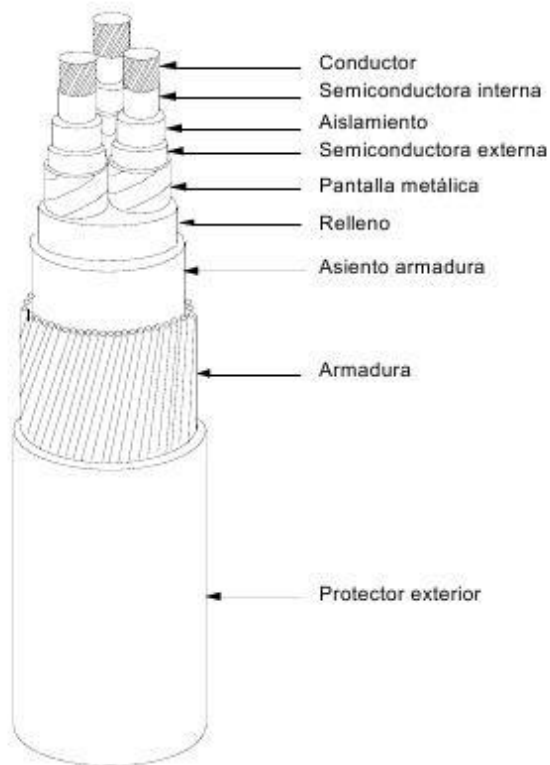
Armadura: alambres de acero galvanizado

Cubierta exterior de poliolefina Z1

No se considera necesario taponar el conductor.

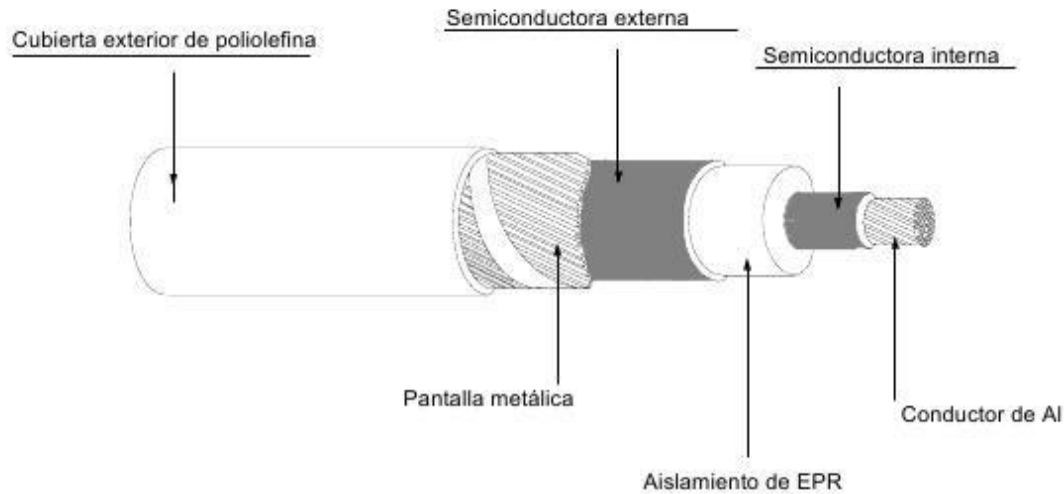
Junto con este cable se tenderá un tubo para instalar en su día un cable de fibra óptica de diseño apropiado.

En este caso, el cable subacuático solo se utilizaría en el cruce, en el resto de la línea, hasta llegar al primer centro de transformación, se utilizaría el cable normalizado con aislamiento seco a base de etileno propileno (EPR) y cubierta especial de poliolefina (DHZ1).



Para subsanar los posibles inconvenientes debido al dragado del río y ante la imposibilidad de conseguir de la Confederación Hidrográfica del Tajo la instalación de una señalización que garantice cierta seguridad, la instalación del cable en el cruce del río deberá hacerse enterrado y no sobre el lecho del río.

- 2ª Realizar el cruce con el mismo tipo de cable del resto de la línea. Se instalarán tres cables unipolares con conductores de aluminio y aislamiento seco EPR y cubierta especial (DHZ1) y un tubo para instalar en su día un cable de fibra óptica.



Esta segunda solución, tratándose de un cable de 20 kV, para un cauce con una profundidad máxima de 15 m y en las condiciones reseñadas en el esquema, consideramos es suficiente.

#### 4.2 Instalación.

Respecto al tendido del cable en el cruce del río se han analizado experiencias similares realizadas en Europa y que han dado mejores resultados. Llegando a la conclusión que el método a utilizar será mecanizado de perforación horizontal controlada y dirigida (TOPO). A grandes rasgos este método consiste en tres etapas:

- Perforación con compresión o extracción del terreno mediante la cabeza perforadora dirigible
- Tendido del tubo. Se sustituye la cabeza perforadora por un cono expansivo o cabeza fresadora, con lo que se consigue que al retroceder por la perforación realizada por la cabeza se amplíe el diámetro y se instale el tubo.
- Y por último se tiende el cable por el interior del tubo.

Esta es la secuencia general del proceso que admite, en función de la amplitud de los márgenes del río, densidad del terreno, etc. dos posibilidades:

- Instalar previamente el tubo bajo el cauce, y posteriormente tender el cable, es decir, la secuencia descrita.
- O tendido preliminar de los cables en las tuberías colocadas en el suelo y perpendicularmente al río, y a continuación colocar el conjunto, tubos con los cables instalados, en el río.

Se admite dos variante respecto al tubo:

- Tubo de acero, desnudo en su interior o forrado por un tubo de polietileno, que mejorará el coeficiente de rozamiento.
- Tubo de polietileno

Para el caso que nos ocupa consideramos suficiente la instalación de un tubo corrugado de polietileno que en su interior alojará los tres cables unipolares y un tubo de polietileno para el cable de fibra óptica.

Varios de los contratistas de Iberdrola disponen de estos métodos mecanizados de tendido, como por ejemplo: COBRA, ELECNOR, ABENGOA, etc .

#### 4.3 Conclusiones.

A la vista de lo anteriormente expuesto, proponemos la solución siguiente:

-En el cruce del río los tres cables unipolares se instalarán en un tubo de acero forrado en su interior por un tubo de polietileno, el cable de fibra óptica se instalará en otro tubo. El método de tendido a utilizar será mecanizado, de perforación horizontal controlada y dirigida (TOPO). La operación se realizará en tres etapas:

- Perforación del terreno mediante la cabeza perforadora dirigible
- Instalación del tubo. Sustituyendo la cabeza perforadora por un cono expansivo o cabeza fresadora, se conseguirá que al retroceder por la perforación realizada por la cabeza se amplíe el diámetro y se instala el tubo.
- Por último se tenderán los cables y un tubo para la fibra óptica por el interior del tubo. Este tendido se realizará con la ayuda de un cabrestante colocado en uno de los extremos, en el otro extremo se instalarán entre cada bobina y la entrada de los tubos, unos rodillos motorizados y sincronizados entre si. El esfuerzo máximo de tendido ejercido sobre los tres cables es de 1350 daN ( se utilizará un lubricante con base de agua).

-El cruce se realizará con el mismo tipo de cable del resto de la línea. Se instalarán tres cables unipolares con conductores de aluminio y aislamiento seco y cubierta especial (DH-Z1) y un tubo para instalar en su día un cable de fibra óptica.



## ANEXO 2

### **GEOTEC- Estudios y realización de estudios geotécnicos.**

GEOTEC ofrece equipos de estudio geofísico que cuentan con equipamiento especializado para realizar estudios subterráneos no destructivos.

Cada estudio se somete a un análisis de gabinete antes de tomar una decisión sobre el tipo de estudio que es más eficiente y eficaz en términos de coste para obtener los resultados que se requieren.

Habitualmente, se emplea la refracción sísmica para determinar las investigaciones de profundidad sobre las condiciones del terreno, como en la perforación direccional para trasladar tuberías por debajo de ríos, para determinar diferentes estratos de material, etcétera.

Los estudios de resistividad se emplean para determinar las capas freáticas y para trazar el mapa de las áreas con residuos peligrosos.

Los sistemas de radar de impulsos se emplean para investigaciones a ras de tierra de estructuras de hormigón, para trazado de mapas de refuerzos, ubicación de servicios y anomalías subterráneas, como depósitos y tambores vacíos y enterrados y para el trazado detallado de mapas de tendidos subterráneos, como tuberías de gas, eléctricas, metálicas, plásticas y de hormigón, y cables telefónicos.

El estudio GEOTEC 3D SIN EXCAVACIÓN ofrece la posibilidad de conocer con exactitud qué se encuentra bajo la superficie en el lugar de excavación, la ventaja que supone conocer detalladamente, antes de abrir el terreno, los tendidos de servicio existentes, sus posiciones, direcciones y profundidades exactas. Tuberías de plástico, cerámica, hormigón y metal y, además, cables. Lo que facilita abrir el terreno en el conocimiento de que el solar está libre de tendidos, o sabiendo exactamente dónde se encuentran éstos. Esto le evitará sufrir más:

- Retrasos debidos a un descubrimiento inesperado
- Costes ocultos por tener que salvar tendidos existentes
- Excavaciones de exploración, ni los costes que entrañan
- Pérdidas de horas-hombre u horas-máquina

El método de estudio GEOTEC 3D SIN EXCAVACIÓN es un sistema integrado y autónomo de sondeo por radar del terreno, que funciona mediante la introducción de un impulso electromagnético de tiempo de subida rápido. La señal de retorno recibida por la antena se introduce en los aparatos de procesamiento de señales digitales para su conversión en un formato adecuado para su exhibición. El procesamiento de las señales está ajustado de modo que los "objetos similares a tuberías" destaquen sobre su entorno, que se suprime, en los casos



en los que los objetivos se encuentren, aproximadamente, a unos noventa grados de la senda escaneada.

Los datos tomados se procesan en el sistema informático especializado que se desplaza al lugar del estudio, y después de su interpretación, se pueden introducir en planos detallados AutoCad.

Los datos procesados dan lugar a una imagen lineal representativa de los objetivos determinados en un área de 3m x 3m , con siete escaneos paralelos. Los datos determinan con exactitud la profundidad y la ubicación de objetivo.

**RADIODETECTION - Sistema de información para el control de la perforación guiada**

El RD380 DataBore suministra una información completa y precisa que es la clave de la perforación con éxito.

El sistema está compuesto de una Sonda transmisora, RD380 colocada en la cabeza perforadora, y un receptor RD380 DataBore manual para localizar la posición de dicha cabeza. El receptor puede llevar un enlace de radio para enviar información a la pantalla RD380 DataView opcional, situada en el sitio de inicio de la perforación.

La Sonda RD380 está diseñada para ser colocada en todas las cabezas de perforación guiadas que se utilizan más frecuentemente.

El DataBore suministra la siguiente información crítica de la cabeza de perforación :

- Posición
- Ángulo de giro
- Ángulo de inclinación
- Profundidad

El DataBore también suministra la información necesaria de la Sonda RD380, tal como :

- Estado de la batería
- Temperatura

El receptor DataBore presenta la posición necesaria para dirigir la cabeza perforadora, y monitoriza la sonda RD380.

**Posición:** El gráfico de barras indica la respuesta pico cuando la cuchilla del receptor está directamente sobre y en línea con la cabeza perforadora, con una precisión de  $\pm 10\%$  a profundidades de 5 m. La pantalla digital indica la ganancia del receptor en dB. Continuo estado de la batería del receptor se presenta mientras se localiza la posición. La pantalla indica "LO bat" y automáticamente apaga el receptor cuando las baterías necesitar ser reemplazadas.

**Ángulo de giro:** 16 segmentos indican el ángulo de giro de la cabeza durante la perforación. El ángulo de giro puesto en el segmento "P" indica el aparcamiento de la Sonda. La sonda se apaga cinco minutos después del último movimiento de la cabeza perforadora.

**Ángulo de inclinación:** El ángulo de inclinación de la cabeza perforadora de hasta 25°, se indica cuando el ángulo de giro está a un segmento de cada lado de las 12 en punto. Las flechas indican la dirección de la inclinación.

**Profundidad:** La pantalla digital indica la profundidad en metros, con precisión de  $\pm 5\%$  a profundidades hasta 5 m.

**Información de la sonda:** La pantalla indica el estado de la batería y la temperatura en grados. El funcionamiento de la sonda no es afectado por la temperatura hasta los 70° C.

Además de la información visual en el receptor, el sistema posee las características opcionales importantes :

**Pantalla remota opcional:** La información que es enviada al RD380 DataView, situada en el sitio del inicio de la perforación, duplica la información presentada en la pantalla del receptor. El receptor puede estar hasta 200 m del sitio de inicio

**Alarma:** Una alarma es activada si la temperatura de la sonda excede los 50°C, o si la vida restante de la batería es menos del 25%.

**Modo de ahorro de batería:** La sonda conmuta al modo de ahorro de batería 10 minutos después del último movimiento de la cabeza perforadora. Después continúa proporcionando una señal de pulso distintiva, de modo que si la cabeza perforadora se atasca, o se desprende de la cuerda taladradora, se pueda localizar.

**Iluminación de la pantalla:** Ambos, el RD380 DataBore y el DataView, poseen iluminación para trabajos nocturnos.

**Localización debajo del agua:** Antena sumergible doble, para uso de un buzo, enchufa al receptor y proporciona información completa al DataBore procedente del fondo del río.

**Sonda reparable:** La sonda RD380 es reparable. Simplemente devuelva la sonda a la filial Española de Radiodetection, y el problema puede resolverse rápida y económicamente.

**Localizador de tuberías y cables enterrados:** El receptor es también un localizador de tuberías y cables enterrados de alto nivel. Utilizándose con un transmisor de Radiodetection, ya sea modelo estándar o de alta potencia, ofrece las mismas prestaciones de barrido, trazado, localización de precisión y medida de corriente, como el Localizador de Precisión RD400PXL.

# **ANEXO 7**

## **CENTROS DE TRANSFORMACIÓN TIPO PFU Y MINIBLOK**

## Centros de Transformación

**PFU y PF**

**Edificios Tipo Caseta para Centros de Transformación**

Hasta 36 kV







## NORMAS APLICADAS

- Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación (**RCE, Ministerio de Industria y Energía, Real Decreto 3275/1982**)
- Normas particulares de Compañía Eléctrica.

## INSTALACIÓN

El edificio **PFU** se suministra totalmente montado de fábrica, lo que conlleva un proceso de instalación simple.

La factibilidad de realizar en fábrica íntegramente la instalación de la aparataje eléctrica disminuye tiempos y ofrece una calidad uniforme.

- Nota: Para la realización de la excavación y la instalación solicitar la documentación técnica necesaria a nuestro Departamento Técnico-Comercial.  
Es responsabilidad del instalador el cálculo y la realización de la red de tierras exterior

## ADAPTACIÓN AL ENTORNO

**Ormazabal** dispone de diferentes tipos de acabados superficiales exteriores (colores, texturas y relieves) para los **PFU**, que les confiere una gran capacidad de armonización estética al entorno, integración y mimetización.

Con esto se consigue una mayor adaptación al conjunto de necesidades de la instalación, a la vez que se minimiza el impacto visual.

	RAL 1015		RAL 8017
	RAL 7002		RAL 9002
	RAL 6003		RAL 1001
	RAL 8022		RAL 1006
	RAL 3022		RAL 8023

- Nota: Información ampliada en su catálogo correspondiente.







# ORMAZABAL

Especialistas en Media Tensión



**Centros de Transformación  
Prefabricados IEC 62271-202**



**Centros de Transformación Prefabricados Compactos**  
miniBLOK y miniSUB Hasta 36 kV



### CENTROS DE TRANSFORMACIÓN PREFABRICADOS COMPACTOS

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN PREFABRICADO COMPACTO DE SUPERFICIE

**miniBLOK**



#### PRESENTACIÓN

El **miniBLOK** de **Ormazabal** es un **Centro de Transformación Prefabricado Compacto**, tipo kiosco, de instalación en **superficie** y maniobra exterior de reducidas dimensiones, construido de serie, ensayado y suministrado de fábrica como una unidad.

Se caracteriza por incorporar un conjunto eléctrico compacto tipo asociado (A) de Media Tensión **MB** de **Ormazabal**, para su utilización tanto en redes de distribución pública como privada hasta 36 kV.

Su cuidado diseño exterior y las reducidas dimensiones minimizan su impacto visual, siendo indicado su uso cuando el espacio disponible es limitado tanto en zonas industriales como en zonas residenciales.

Estos Centros de Transformación ofrecen como ventaja principal su elevada seguridad y protección, tanto de personas como de bienes frente a defectos internos, **clasificación IAC**, además de robustez y fiabilidad.

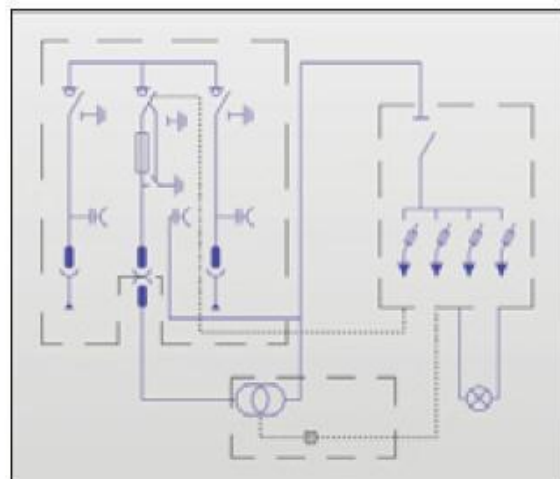
Debido a su fabricación, montaje, equipamiento interior y ensayos realizados íntegramente en fábrica, el **miniBLOK** ofrece una calidad uniforme y una considerable reducción de costes y de tiempo de instalación, con lo que se logra disponer rápidamente de un Centro de Transformación en servicio.



#### NORMAS APLICADAS

- IEC / UNE-EN 62271-202: Aparata de Alta Tensión: Centros de Transformación prefabricados.
- EN 50532\*: Conjuntos Eléctricos compactos (CEADS)
- Bajo demanda:
  - Normas particulares de Compañía Eléctrica.
  - Reglamentaciones locales vigentes.

(\*) En desarrollo en el momento de la edición del presente catálogo







## COMPOSICIÓN



## CARACTERÍSTICAS

Los **Centros de Transformación Prefabricados Compactos miniBLOK** presentan la siguiente configuración máxima:

- Conjunto eléctrico compacto asociado, **MB**:
  - Aparata de Media Tensión con aislamiento integral en gas: **CGMCOSMOS-2LP** hasta 24 kV o **CGM.3-2LP** hasta 36 kV. Esquema eléctrico (RMU) de 2 posiciones de línea, entrada y salida, y una posición de protección con interruptor combinado con fusibles.
  - Unidades de protección, control y medida (telemando, teledata, control integrado, telegestión, etc.) de Ormazabal.
  - Transformador de Distribución de Media Tensión de 250, 400 ó 630 kVA
  - Aparata de BT: cuadro de Baja Tensión con unidad de control y protección, así como acometida auxiliar de socorro.
  - Interconexiones directas de MT y BT.
  - Bastidor autoportante.
  - Conexión de circuito de puesta a tierra.
  - Alumbrado y servicios auxiliares.
- Envolvente monobloque de hormigón armado más cubierta amovible.
- Opcional: Plataforma aislante de maniobra.



Nota: Para otras configuraciones y/o valores consultar a nuestro Departamento Técnico-Comercial.

El **miniBLOK** se caracteriza por disponer de:

- Conjunto eléctrico compacto asociado, **MB**:
  - Modelos de 24 y 36 kV.
  - Montaje íntegro en fábrica.
  - Ensayos realizados al MB como equipo individual y como conjunto en el miniBLOK.
  - Reducido tamaño y versatilidad.
  - Idoneidad para su aplicación en esquemas de distribución pública hasta 36 kV.
  - Sustitución del equipo de forma rápida y sencilla.
- Envolvente prefabricada de hormigón:
  - Reducidas dimensiones: idóneo para espacios limitados.
  - Baja altura: escaso impacto visual.
  - Cuerpo de construcción monobloque con cubierta amovible.
  - Foso interior de recogida de dieléctrico líquido, con revestimiento resistente y estanco, como medio de protección contra la contaminación del suelo.
  - Elementos de protección cortafuegos: lecho de guijarros sobre el foso de recogida de dieléctrico.
- Ventilación:
  - Por circulación natural de aire, clase 10, a través de dos rejillas de entrada instaladas en las paredes de la envolvente y una salida perimetral superior.
- Herramientas de mejora utilizadas:
  - Ensayos y modelización de ventilación natural con transformadores **Ormazabal**, para la optimización de la vida útil de los mismos.
- Bajo demanda: Estudios personalizados en función de los datos aportados por el cliente.
- Accesos de peatón:
  - Puerta de dos hojas con fijación a 90° y 180° para la realización de maniobras y operaciones de mantenimiento.
- Entrada/salida de cables de MT y BT:
  - A través de orificios semiperforados en la base del edificio.
  - Entrada auxiliar de acometida de Baja Tensión, situada en lateral de la envolvente. Permite la entrada de cables provenientes de un grupo electrógeno, para alimentar a través del cuadro de baja tensión a clientes en situaciones de incidencia.

## Centros de Transformación Prefabricados

### CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

	miniBLOK 24	miniBLOK 36
Tensión asignada [kV]	24	36
Frecuencia [Hz]	50	50
Arco Interno (clase IAC)	16 kA / 0,5 s	16 kA / 0,5 s
<b>Transformador</b>		
Potencia [kVA]	250 / 400 / 630	250 / 400 / 630
<b>Aparatura MT</b>		
Intensidad asignada [A]		
En Barras	400/630	400/630
En Derivación	400/630(L) 200(P)	400/630(L) 200(P)
Intensidad de corta duración [kA]	16 / 20	16 / 20
Nivel de aislamiento		
Frecuencia Industrial [kV]	50 / 60	70 / 80
Impulso tipo rayo [kV]CRESTA	125 / 145	170 / 195
<b>Cuadro Baja Tensión</b>		
Tensión asignada [V]	440	440
Intensidad asignada [A]	1000	1000
Intensidad asignada[A]/ n°salidas	400 / 4	400 / 4

### CARACTERÍSTICAS FÍSICAS

	miniBLOK 24	miniBLOK 36
Ancho [mm]	2100	2100
Fondo [mm]	2100	2100
Alto [mm]	2240	2240
Alto visto [mm]	1600	1600
Peso máximo* [kg]	7400	7550

(\*) con transformador de 630 kVA y sin telemando

Nota: Para otras configuraciones y/o valores consultar a nuestro Departamento Técnico-Comercial.



## INSTALACIÓN

El **miniBLOK** se suministra totalmente montado desde fábrica, con lo que el proceso de instalación se reduce únicamente a la colocación del edificio en la excavación, y a la posterior conexión de los cables de MT y BT.

La facilidad de instalación, sus reducidas dimensiones y peso, así como su carácter recuperable, facilitan su utilización tanto en aplicaciones permanentes como en usos temporales.

Nota: Para la realización de la excavación solicitar la documentación técnica necesaria a nuestro Departamento Técnico-Comercial.  
Es obligatoria la realización, por parte del instalador, del proyecto que contemple el estudio del sistema de puesta a tierra.

